OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA
SOB A ÓTICA DO AGENTE DE TRANSMISSÃO

Frederico Delgado Lima

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:

____

Prof. Jorge Nemésio Sousa, M.Sc.

____

Eng. José Antonio de Castro.

____

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
Setembro/2012

AGRADECIMENTOS

Dedico esse trabalho em primeiro lugar aos meus pais, Jorge e Roseli, que sempre priorizaram meu estudo e nunca deixaram me faltar nada. Acima de tudo agradeço aos princípios éticos que me foram ensinados, que me ajudaram a chegar até aqui e que sempre carregarei comigo.

Agradeço ao meu irmão, Gabriel, pelos momentos divertidos juntos e entender que minhas 'puxadas de orelha' existem apenas porque o amo, e quero que ele seja sempre feliz e realizado.

Obrigado a Thaís Barcellos, por ser minha melhor amiga, ser parte da minha vida, e ter me ajudado nesse projeto com inúmeros conselhos.

Agradeço a prima Natália, o baluarte da família Delgado, por todo seu apoio, desde os tempos de vestibular, e sempre torcer pelo meu sucesso.

Serei eternamente grato a Jorge Nemésio Sousa, que tornou meu sonho de ser engenheiro possível. Pelo seu lado humano, quando não hesitou em me ajudar quando mais precisei. Por suas contribuições de profissional reconhecido na sua área, que esse trabalho tem a honra de contar.

Agradeço a João Norberto do Santos Ribeiro, o co-orientador desse projeto, que me cedeu o tema, me apresentou ao simulador, e que nunca se negou a me ajudar. Foi mais que um chefe, foi meu professor e me ensinou muito sobre operação de sistemas de potência.

Agradeço ao Eng. José Antonio de Castro, por ter participado da defesa desse projeto, e ter contribuído com sua riquíssima experiência profissional, adquirida em anos no setor elétrico.

Agradeço também a todos os amigos que conheci na OMEGA, que sempre colaboraram para meu crescimento profissional, me oferecendo oportunidade e conhecimento. Em especial agradeço: Ilton, Welson e Edson, por serem companheiros de trabalho excepcionais, por suas contribuições para o projeto, e por sua amizade; Francisco de Assis e Gustavo Onofre, pela oportunidade a mim dada; Vanessa Alves, por ser a primeira pessoa que me recebeu, me ensinou e apoiou; aos Operadores do COS, pela ajuda de sempre e colaboração nesse trabalho; e a Carlos da Silva Lima, ser humano de valor inestimável, o qual eu tenho a honra de conhecer, por suas colaborações nesse trabalho, por sempre compartilhar seus conhecimentos adquiridos em anos no setor elétrico, por me ensinar sobre a vida, por ser alguém em que me espelho e que não quero nunca decepcionar.

Obrigado aos meus amigos Junior, Nelson, Igor, Sergio, Miguel, Tangi, Thiago, Felipe e Bety, que compartilharam das melhoras risadas, e foram meu refúgio para as dificuldades acadêmicas. Obrigado ao amigo Patamon, que sempre estará conosco nos momentos felizes desse grupo.

Obrigado aos companheiros de sofrimento: Alan, Schumacker, Hulk, Biscoito, Jabu, Carol, Catatau, Lawson e Gustavo. Seria muito mais difícil sem vocês!

Por fim, agradeço aos amigos da 'Manjuba': Roberto, Elsa, Eduardo, Camila, Daniele, João, Lucas, Vinícius, Rocha, Felipe, Flávia, Débora, Andreia e Lia, por estarem comigo na melhor fase da minha vida, e por sempre me amarem.

Resumo do Projeto Final apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista

OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA
SOB A ÓTICA DO AGENTE DE TRANSMISSÃO

Frederico Delgado Lima

Setembro/2012

Orientador: Jorge Nemésio Sousa

Por meio de quilômetros de cabos condutores, a energia gerada nas usinas hidrelétricas brasileiras chega aos centros de consumo, nas capitais e regiões metropolitanas. No Brasil, essas linhas de transmissão formam um complexo sistema malhado de características próprias. Depois de construídas, sua operação é de responsabilidade dos Agentes de Transmissão, e a figura que executa a operação em tempo real dessas linhas e dos equipamentos que a ela estão interligados é o Operador de Sistema.

O Operador dispõe de diversas ferramentas computacionais que o auxiliam nas tomadas de decisão. Uma delas é o simulador de operação, onde ele pode se ambientar com as intervenções e ocorrências que podem aparecer no cotidiano do Centro de Operação do Sistema, e até mesmo entender como funciona o relacionamento com as entidades que estão envolvidas com a tarefa da operação.

Este projeto tem por objetivo apresentar o cenário de operação do sistema de transmissão através de casos exemplificados em ambiente de simulação. Para que os exercícios fossem compreendidos, serão abordados os fundamentos e processos necessários para o entendimento da operação de um sistema de transmissão realizada por um Agente do Sistema Interligado Nacional.

Índice

Listas de Figuras

Lista de Tabelas

1 Capítulo 1

Introdução

É impossível falar de desenvolvimento econômico de um país sem relacionar com seu desenvolvimento energético. Pode-se afirmar que a curva de demanda do consumo de energia cresce proporcionalmente ao crescimento da economia. Logo, o estudo, planejamento e entendimento da questão energética do país se mostram um assunto de grande importância.

Pode-se dizer que o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) [4] [13] [15] se divide em três partes: geração, transmissão e distribuição de energia. Mesmo com a tendência internacional das fontes de energia renováveis alternativas (eólica, solar, biomassa etc.), o nosso país ainda mantém predominância hidrotérmica como matriz energética, com prioridade na geração hidroelétrica. A geração térmica entra como fonte de retaguarda, em caso de períodos de seca, por exemplo.

Considerando as dimensões de um país continental como o Brasil, surge o desafio de como essa energia elétrica gerada nas usinas chega ao consumidor. No caso das usinas hidroelétricas vale ressaltar que como precisam de um grande reservatório para operar, estas se localizam distantes dos grandes centros urbanos. A solução está em uma das vertentes do SEB: a transmissão de energia elétrica.

Através de quilômetros de cabos condutores, a energia elétrica gerada nas usinas é transportada até as proximidades das cidades. Por características técnicas esses cabos trabalham em níveis altíssimos de tensão, mais comumente entre 138 e 500 kV. Para chegar ao nível de tensão do consumidor, a energia que vem das transmissoras chega até as distribuidoras, que trabalham com classe de tensões menores (de 34,5 kV até a tensão do consumidor, 220 V).

As unidades de geração e a malha de transmissão de energia existentes no SEB constituem o Sistema Interligado Nacional (SIN). A razão de se optar por um sistema interligado é em virtude da sazonalidade dos períodos de chuva no país. Enquanto os reservatórios da região norte e nordeste estão cheios, os da região sul e sudeste estão vazios. A situação se inverte seis meses depois e é cíclica. Por isso é necessário que a transmissão de energia não se constitua de um sistema isolado, para que essa sazonalidade seja contornada através dos fluxos de intercâmbio de energia. O objetivo é que o SIN opere de tal forma que nos períodos de seca na região norte, o sul exporte energia e que o processo se inverta no semestre posterior.

Além da tentativa de superar o problema da sazonalidade, a vantagem de se ter regiões do país interligadas é que a exportação de energia se mostra uma ferramenta útil para exploração dos potenciais energéticos do norte do país. Atualmente o Brasil possui 2/3 de seu potencial hidrelétrico ainda a ser explorado, e 50% desse valor está justamente na região norte [7]. As bacias hidrográficas ao sul do país estão praticamente todas saturadas, pois estão com toda sua capacidade estimada em operação ou em construção. O crescimento ascendente da demanda de energia aponta que esses potenciais precisam ser explorados para que não haja déficit energético em um futuro próximo.

O SIN também traz em sua concepção o conceito da confiabilidade. Pode-se pensar em um sistema interligado como um complexo sistema malhado, aonde em um ponto chega mais de um caminho. Pensa-se em 'ponto' como um centro urbano, um centro de carga, e em 'caminho' como uma linha de transmissão. Como o centro de carga é alimentado por mais de uma linha de transmissão, a ausência de uma delas não interrompe o fornecimento de energia na região. A exigência de uma boa confiabilidade se estende por todo o SIN, por isso é adotado por toda sua extensão o critério 'N-1', que define que mesmo com a perda de qualquer elemento do SIN (não só uma linha de transmissão, como um gerador, transformador etc.) o sistema deve continuar operando sem interrupção de fornecimento de energia, violação de tensão e/ou de frequência e sem atingir os limites de sobrecarga dos equipamentos e das instalações.

A gestão do SIN é notoriamente uma atribuição complexa, e o responsável por essa tarefa é o Operador Nacional do Sistema (ONS). Sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o ONS realiza a coordenação e controle das instalações de geração e transmissão de energia do SIN.

Por mais que o ONS possua essa incumbência, ele não é o proprietário dessas instalações. Os Agentes do Sistema, compostos por empresas públicas e privadas que detém os ativos de geração e transmissão, são os reais donos desses empreendimentos. Sua função é construir, operar e manter seus equipamentos de acordo com as normas estabelecidas pelo ONS. Essas normas e procedimentos são conhecidos como Procedimentos de Rede.

Com participação dos Agentes, o ONS elaborou um conjunto de documentos normativos, aprovados pela ANEEL, que define os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN.

Os Procedimentos de Rede [14] têm as seguintes funções principais:

• Legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da Operação do Sistema Interligado Nacional;

• Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se referem às atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico;

• Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST.

Os Agentes do Sistema que operam no SIN se dividem em dois grupos: Agentes de Geração e Agentes de Transmissão. O local onde se realiza essa operação é o Centro de Operação do Sistema (COS). Nele existe um robusto sistema de supervisão e controle, onde é possível monitorar os parâmetros dos equipamentos e controlá-los através de telecomando. O indivíduo que trabalha no COS é o Operador de Sistema.

1.1 Tema

Expor os conceitos necessários para se entender o contexto da operação dos empreendimentos pertencentes a um Agente de Transmissão. Mostrar a importância do seu conhecimento por parte do Operador de Sistema e apresentar ferramentas para que o Operador realize um trabalho de excelência no que diz respeito à sua função.

Esse estudo se limitará aos elementos presentes em um sistema de transmissão em corrente alternada.

1.2 Objetivo

O trabalho se destina a mostrar uma realidade bem próxima da que pode ser observada dentro do centro de operação do sistema de potência, assim como situações que podem vir a acontecer no cotidiano da operação em tempo real. Busca-se também explicar a relevância das consequências sistêmicas oriundas dessas situações. A maneira encontrada para apresentar estes casos é através de exemplos/exercícios, com auxilio de um *software* de simulação de ocorrências no sistema.

Para que seja possível entender os casos apresentados, é necessário contextualizar a operação, seus fundamentos e processos. Realizou-se uma revisão bibliográfica para que essas premissas fossem apresentadas anteriormente à utilização do simulador.

Com o conteúdo exposto nesse trabalho, espera-se também que os futuros engenheiros eletricistas se familiarizem com o universo de um sistema de transmissão do SIN.

1.3 Motivação

Este projeto foi motivado pelo intuito de agregar os conceitos mais importantes existentes em um sistema de transmissão e apresentá-los aos meios profissionais e acadêmicos, de forma que seja possível conhecer como a operação de um sistema de transmissão é realizada.

Este material espera aglutinar conhecimentos obtidos em disciplinas de sistemas de potência e de sistemas industriais, de forma a apresentar como aparecem na prática e sua aplicação no cotidiano da operação.

Aliado a esses anseios, há a vontade de criar um trabalho reconhecido pelos próprios Operadores, de modo que seja viável sua utilização como texto de apoio em seu treinamento e certificação.

1.4 Metodologia

Nesse projeto de graduação, a divisão do estudo se deu em seis etapas. A primeira consistiu na escolha do tema a ser explorado. Em seguida, definiu-se o objetivo do estudo. A terceira fase do processo foi a revisão bibliográfica, em que foram reunidos e estudados os materiais utilizados como fonte para sua realização. Tais fontes são citadas ao final do trabalho, na seção Referências Bibliográficas. A quarta etapa, a metodologia implementada do estudo, é apresentada nessa seção. O trabalho que se estende do Capítulo 2 ao 4 consiste na quinta fase do projeto, a redação e elaboração. Finalmente, no Capítulo 5 é apresentada a última etapa, a conclusão do estudo desenvolvido.

Antes que se dê início à explicação sobre a metodologia de pesquisa adotada, é importante esclarecer o que se entende por pesquisa, pois existem várias formas de definição.

O sentido de pesquisar pode ser explicado como um processo sistemático em que se geram novos conhecimentos ou se corroboram conhecimentos pré-existentes. Nessa busca emprega-se o conhecimento próprio, bem como métodos científicos.

Uma pesquisa pode, ainda, ser classificada de acordo com vários critérios. Entre as formas mais comuns de classificação, pode-se mencionar quanto à natureza, aos objetivos, à finalidade e aos meios.

Segundo SILVA E MENEZES (apud SAMPAIO, 2008), quanto à natureza, uma pesquisa pode ser classificada como básica ou aplicada.

Na pesquisa básica, o conhecimento gerado é útil para o avanço da ciência, no entanto, não possui aplicação prática prevista.

Na pesquisa aplicada, o conhecimento gerado possui aplicações práticas e são dirigidos à solução de um problema.

Já do ponto de vista dos objetivos, GIL (apud SAMPAIO, 2008) classifica as pesquisas como exploratória, descritiva ou explicativa.

A pesquisa exploratória se concentra em proporcionar maior familiaridade com o problema, visando torná-lo explícito. Além de levantamento bibliográfico, pode envolver entrevistas com pessoas que tiveram experiências práticas com o problema pesquisado e análise de exemplos que estimulem a compreensão. Assume, em geral, as formas de pesquisas bibliográficas e estudos de caso.

A pesquisa descritiva visa descrever as características de determinada população ou fenômeno. Pode envolver o uso de técnicas padronizadas de coleta de dados, ou seja, questionário e observação sistemática. Assume, em geral, a forma de levantamento.

A pesquisa explicativa tem o propósito de identificar os fatores que determinam ou contribuem para a ocorrência de fenômenos. Aprofunda o conhecimento da realidade porque explica a razão das coisas. Assume, em geral, as formas de pesquisa experimental e *ex post facto*.

Finalmente, com relação aos meios de investigação, ou, segundo GIL (apud SAMPAIO, 2008), aos procedimentos técnicos de coleta, a pesquisa pode ser do tipo bibliográfica, documental, experimental, levantamento, estudo de caso, *ex post facto*, pesquisa ação e participante.

A pesquisa bibliográfica é realizada quando elaborada a partir de material já publicado, constituído principalmente de livros, artigos de periódicos e atualmente com material disponibilizado na Internet.

A pesquisa documental é elaborada a partir de materiais que não receberam tratamento analítico.

Na pesquisa experimental, determina-se um objeto de estudo, selecionam-se as variáveis que seriam capazes de influenciá-lo, definem-se as formas de controle e de observação dos efeitos que a variável produz no objeto.

O levantamento é realizado quando a pesquisa envolve a interrogação direta das pessoas cujo comportamento se deseja conhecer.

No estudo de caso é realizado estudo profundo e exaustivo de um ou poucos objetos de maneira que se permita o seu amplo e detalhado conhecimento.

Na pesquisa *ex-post-facto*, o 'experimento' se realiza depois dos fatos.

A pesquisa ação é concebida e realizada em estreita associação com uma ação ou com a resolução de um problema coletivo. Os pesquisadores e participantes representativos da situação ou do problema estão envolvidos de modo cooperativo ou participativo.

Por fim, na pesquisa participante se desenvolve a partir da interação entre pesquisadores e membros das situações investigadas.

Portanto, o presente trabalho constitui uma pesquisa que pode ser classificada como aplicada, quanto à natureza; explicativa, quanto ao objetivo; levantamento e participante, quanto aos procedimentos técnicos de coleta.

2 Capítulo 2

Fundamentos da Operação de Sistemas de Transmissão

2.1 A Transmissão de Energia

Como dito, o aumento do consumo de energia no país imprime a necessidade da expansão da malha de transmissão do SIN. Essa malha é composta pela interligação dos empreendimentos dos Agentes de Transmissão, que são adquiridos por eles através do modelo de concessão.

A concessão para prestação do serviço de transmissão é cedida ao Agente por meio de leilão realizado pela ANEEL, que publica com antecedência edital com os dados técnicos dos lotes a serem leiloados e estabelece um teto para a remuneração anual da concessão. O vencedor é quem ofertar a menor remuneração e adquire a concessão para construir, operar e manter o empreendimento pelo período de 30 anos. Essa remuneração recebe o nome de Receita Anual Permitida (RAP) e o Agente passa a receber por mês um duodécimo da RAP, denominado Pagamento Base (PB), a partir do momento que seu empreendimento está construído e pronto a operar. Nos 15 primeiros anos, a RAP referente à concessão é o valor vencedor do leilão e representa a remuneração pela construção (que inclui gastos com equipamentos), operação e manutenção do empreendimento. Nos últimos 15 anos esse valor cai à metade e simboliza apenas os encargos sobre a operação e manutenção (O&M), visto que nesse momento os custos relativos à construção já foram quitados [5].

O PB recebido pelo Agente pode sofrer descontos em caso de indisponibilidade de equipamentos importantes. Esse desconto é conhecido como Parcela Variável (PV). Dentro dos Procedimentos de Rede [14] e da Resolução Normativa N° 270 da ANEEL [1] há regras e explicações sobre como essa PV é calculada, e algumas delas serão expostas nesse projeto no momento em que for falado sobre a pós-operação realizada pelos Agentes.

Os equipamentos sujeitos a provocar descontos de PV recebem o nome de Funções de Transmissão (FT).

2.2 Funções de Transmissão

São os equipamentos mais importantes de um empreendimento. A disponibilidade integral de todas elas em um mês, garante o pagamento integral da PB para a Transmissora. A discriminação dos equipamentos elétricos que são considerados FT está presente no CPST. Os

típicos equipamentos que podem ser considerados FT em um empreendimento são: Linhas de Transmissão, Transformadores de Potência, Reatores em Derivação e Bancos de Capacitores Série.

2.2.1 Linhas de Transmissão

As linhas de transmissão (LT) realizam o papel de ligar as unidades geradoras do sistema aos pontos de carga. Como dito, a fonte de energia primária do Brasil é de origem hidráulica e os reservatórios ficam em sua maioria longe dos centros de consumo. Nesse contexto entram as LT, fazendo essa ligação.

As LT são grandiosas obras da engenharia moderna e possuem diversos campos de estudo como os fundamentos de eletricidade, mecânica clássica, cálculo de estruturas, estudo de solos e vegetação regional, meio-ambiente e outros mais. A figura 2.1 mostra uma visão panorâmica de uma LT chegando a uma subestação.

Figura 2.1: Chegada da LT 500 kV Itacaiúnas - Marabá Circuito Duplo ao pórtico da SE Itacaiúnas em Marabá-PA

Dentre os aspectos elétricos de uma LT, está sua classe de tensão. No SIN, existem LT de 500, 440, 345, 230 e 138 kV. Mas é natural que haja questionamentos sobre o porquê dessas Linhas trabalharem com um valor de tensão tão elevado, visto que a tensão gerada nas usinas geradoras e tensão residencial ou industrial não são tão altas. A explicação está no comportamento da Potência em um circuito simples, como mostrado na figura 2.2.
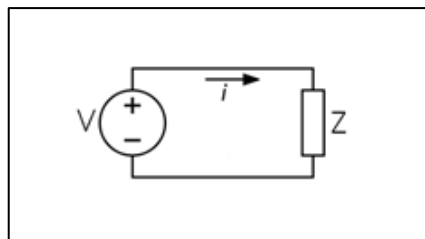
Figura 2.2: Circuito equivalente de uma carga submetida à aplicação de tensão

$$P = V.i \tag{2.1}$$

Essa relação mostra que para um determinado valor de potência consumida em uma impedância constante, quanto maior for a tensão aplicada a essa impedância, menor será a corrente que circula nela. O interesse de ter o menor valor possível de corrente em uma LT é de se diminuir as perdas por efeito Joule nos condutores das Linhas. Dessa forma além de minimizar perdas de potência, os condutores ficam menos expostos ao efeito térmico das correntes.

Em regime permanente de operação as LT podem se encontrar em dois estados: energizadas ou ligadas. Uma LT é dita energizada quando está com apenas um dos seus terminais fechados, ou seja, ela está submetida a tensão porém seu carregamento é nulo (corrente que circula por ela é nula assim como sua potência transmitida). A LT é considerada ligada quando seus dois terminais estão fechados, acarretando na circulação de corrente e fluxo de potência. Uma LT pode estar com seus dois terminais fechados e sem carregamento devido a alguma condição sistêmica. Nessa situação, a LT é dita ligada a vazio.

Há outros diversos aspectos elétricos que cercam as linhas de transmissão, por isso é interessante entender a modelagem de uma LT para um circuito elétrico. A representação de seus fenômenos através de equações faz-se necessária aos projetistas e aos estudos de fluxo de potência. O conhecimento dos circuitos equivalentes utilizados nesses modelos, por parte de quem está operando a LT, auxilia no cumprimento de sua tarefa, pois assim será possível entender os fenômenos associados às LT, que estão expressos nesses modelos.

Como o comportamento de uma LT varia de acordo com seu comprimento, o modelo de LT se difere nessas 3 classificações: linha curta, média e longa [2].

2.2.1.1 Circuito Equivalente de Linha Curta (até 80 km)

No modelo de linha curta, a LT é representada por seus paramentos série: resistência e indutância. A capacitância *shunt* da linha é desprezada nessa situação, por ser muito pequena. A figura 2.3 representa o circuito equivalente da linha curta.
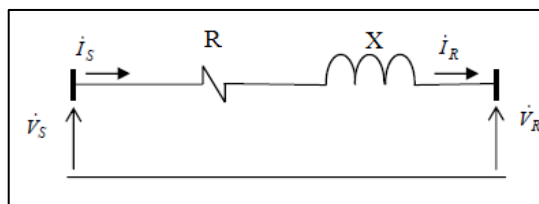
Figura 2.3: Circuito equivalente de linha curta

2.2.1.2 Circuito Equivalente de Linha Média (entre 80 e 240 km)

Neste caso a capacitância da LT se faz relevante, e é considerada por seu parâmetro concentrado nas extremidades da linha. Assim é representada pelo modelo Π (pi) nominal, mostrado na figura 2.4.
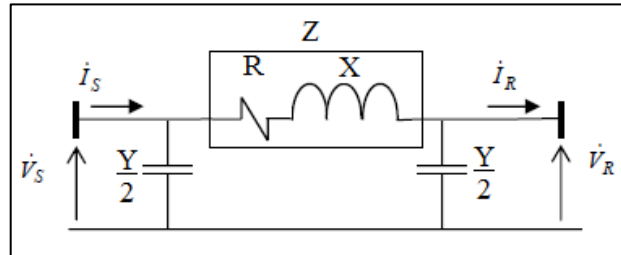
Figura 2.4: Circuito equivalente de linha média

2.2.1.3 Circuito Equivalente de Linha Longa (acima de 240 km)

Este é um modelo mais complexo que os anteriores. Nele consideram-se os parâmetros distribuídos da LT, resultando em equações diferenciais, que podem ser representadas a um modelo Π equivalente, como pode ser observado na figura 2.5.
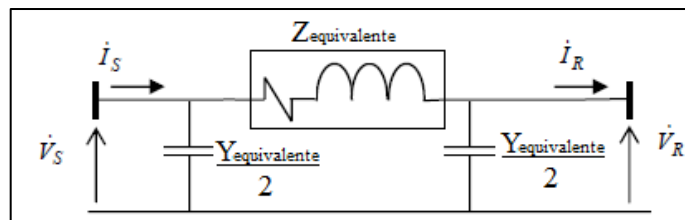
Figura 2.5: Circuito equivalente de linha longa

Conhecendo esses modelos, o Operador entenderá algumas características especiais das LT, inclusive sua diferenciação de acordo ao tamanho. O efeito capacitivo dessas linhas, representado nesses modelos, é ainda maior no instante da energização de uma LT, e é conhecido como efeito *Ferranti*.

No intuito de ligar uma LT ao SIN, o Operador será obrigado a energizar essa LT a vazio. Nesse momento a tensão no terminal aberto se elevará muito, situação nociva ao sistema e à própria LT, que por suas restrições construtivas, não pode ficar exposta a tensões

muito maiores a sua tensão nominal por muito tempo. Para atenuar esse efeito, as LT de comprimentos maiores, que possuem capacitância *shunt* relevante, trabalham com reatores em seus terminais. Eles ajudam tanto a diminuir o efeito *Ferranti* quanto a drenar a potência reativa que é injetada no sistema pela capacitância *shunt* da LT. Sua importância sistêmica é tanta, que em alguns empreendimentos, alguns reatores podem ser considerados uma FT a parte, quando explicitado no CPST.

2.2.2 Reatores

Como dito, são inseridos em LT para compensar sua capacitância *shunt*. No modelo de LT, o reator é representado por uma indutância em paralelo a essa capacitância. Como é usado para compensar a injeção de potência reativa no sistema pela própria LT, também é chamado de elemento de compensação de reativo.

Fisicamente, os reatores são muito semelhantes aos transformadores de potência. Além de sua função, uma outra diferença está no número de bobinas. Enquanto o transformador possui, no mínimo, duas bobinas (enrolamentos de alta e de baixa), o reator possui apenas uma. A exceção é o autotransformador (figura 2.11), que é um transformador especial de uma só bobina e duas tensões.

O isolamento principal da parte ativa desses equipamentos é feito por óleo isolante. Por ter a mesma forma de isolamento, as técnicas de manutenção aplicadas a eles (ensaios) também se assemelham às utilizadas nos transformadores, assim como os sistemas responsáveis por suas proteções - elétricas e intrínsecas, explicitadas no item 2.5.

Os reatores podem ser de dois tipos: reatores de linha e reatores de barra. Os dois são construtivamente semelhantes. A diferença está na bobina de neutro existente no reator de linha. Esta bobina (que possui carcaça e óleo isolante próprios) é chamada de reator de neutro (figura 2.6), e sua função é minimizar a corrente de curto monofásico.

Figura 2.6: Reator de neutro (esquerda) do reator de linha INRE7-02 da LT 500 kV Colinas-Itacaiúnas

Os dois reatores também se diferem por terem funções distintas, mesmo que em termos de modelagem sejam iguais (indutância *shunt*). O reator de linha é visto como elemento que fará de fato a compensação reativa na LT. O reator de barra é utilizado como ferramenta de controle de tensão no sistema.

Os reatores de barra são sempre manobráveis: por solicitação do ONS, o Operador deve inseri-lo ou retirá-lo do sistema, por meio do comando remoto de fechamento do disjuntor dedicado ao reator.

Os reatores de linha, normalmente não são manobráveis. As LT que possuem capacitância *shunt* relevante, só podem ser energizadas e ligadas com os reatores de linha em suas extremidades. Nessas situações, os reatores de linha serão considerados como parte da LT e são chamados também de reatores fixos.

Um reator de linha pode ser manobrável. Isso acontece quando este possui um disjuntor exclusivo dedicado a inseri-lo na LT. Esse reator poderá ser utilizado tanto para controle de tensão, quanto para compensação de reativo.

Essa particularidade operativa do reator (ser manobrável ou não) será determinante para identificá-lo como uma FT ou não. Os reatores manobráveis sempre serão FT independentes. Já os reatores fixos, serão considerados como integrantes da Função Transmissão Linha de Transmissão, já que a LT não pode operar sem eles.

É interessante observar que mesmo que a LT necessite de compensação de reativo, nem sempre ela terá reatores de linha em suas duas extremidades. Ela poderá ter apenas um reator, conectado em um dos seus terminais, e isso dependerá de suas características de projeto - linhas médias podem necessitar de apenas um reator.

2.2.3 Banco de Capacitores

Os bancos de capacitores quando modelados ao sistema de potência, são representados por seu valor de capacitância, e podem ser instalados em série (figura 2.7) nas LT ou em derivação em um terminal de chegada ou saída de circuitos.

Figura 2.7: Uma das fases do banco de capacitores série INCL7-01 associado a LT 500 kV Colinas - Itacaiúnas

Em sistemas de transmissão, os bancos mais utilizados são os bancos de capacitores série (BCS). Os bancos de capacitores em derivação são utilizados em sistemas de distribuição, pois nessa situação atuam como elementos de controle de tensão. Em oposição aos reatores, os capacitores em derivação elevam a tensão no ponto em que estão conectados, injetando potência reativa nesse ponto.

Os BCS não possuem a função de controlar a tensão, mesmo que sua inserção ou ausência no sistema possa resultar na mudança no perfil de tensão local. Os BCS estão presentes em LT longas e sua função é contribuir para a estabilidade do sistema.

Matematicamente é possível entender o comportamento dos BCS ao pensar na reatância série de uma LT. Ao inseri-lo no sistema, acrescentará uma reatância negativa em série à impedância da linha (para simplificação de estudo, considera-se que a impedância da linha possui valor de resistência desprezível, portanto essa impedância é constituída apenas de reatância). Esse acréscimo negativo de reatância fará com que a reatância série equivalente total seja menor do que era antes da inserção do banco. Essa redução de reatância permitirá

um aumento no fluxo de potência máximo transferido de um terminal a outro de uma LT (figura 2.8), de acordo com a seguinte equação:
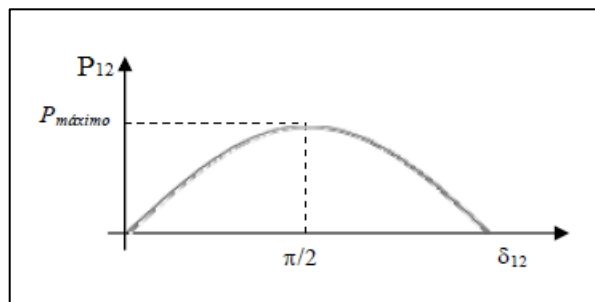
Figura 2.8: Curva Ângulo de Carga-Potência em um sistema representado só por reatâncias [2]

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_{LT_{total}}} sen\delta_{12}$$

$$X_{LT_{total}} = X_{LT} + X_{BCS} \qquad (2.2)$$

Como:

$$X_{BCS} < 0$$

Logo:

$$X_{LT_{total}} < X_{LT}$$

Esse aumento da capacidade da LT de conduzir fluxo de potência representa um ganho para o problema da estabilidade, pois aumenta o ângulo de carga crítico das unidades geradoras do SIN. No caso de uma perturbação, as máquinas possuem menos chance de alcançar esse ângulo de carga crítico, evitando assim a perda de sincronismo.

Essa técnica para aumentar a estabilidade do sistema é chamada de diminuição da distância elétrica entre as barras terminais de uma LT e é atribuída à presença de um BCS em uma LT. Por isso essa é considerada sua função principal.

Apesar de representar uma melhoria para a questão da estabilidade, o BCS traz consigo uma limitação operativa inerente. Quando está inserido na LT, ele limita a corrente elétrica que passa por essa linha em regime permanente. Essa restrição surge por características construtivas do banco. Por isso em certas ocasiões o ONS solicita a retirada do BCS da LT em que ele está associado - quando a demanda de potência ativa está alta e a estabilidade não é um problema prioritário nesse momento.

O BCS sempre trabalhará com um disjuntor dedicado a ele, e este estará em paralelo ao banco. No jargão da operação, esse disjuntor é chamado de disjuntor de *by-pass* e será

fechado sempre que o intuito for retirar o BCS de operação, curto-circuitando-o. Ao abrir esse disjuntor, o banco será inserido no sistema, diminuindo a reatância série das LT em que ele está associado.

No desligamento programado de uma LT, o BCS sempre será curto-circuitado (retirado do sistema) antes que a LT seja de fato desligada, e sempre será reinserido (abrindo o seu disjuntor de *by-pass*) depois que a LT já esteja ligada com carga ativa. Essa filosofia deve ser seguida inclusive nos desligamentos e recomposições automáticas existentes nos esquemas de proteção.

Os Agentes de Transmissão responsáveis pela O&M de seus empreendimentos não dominam as técnicas de manutenção dos BCS, por isso são considerados equipamentos muito complicados e apresentam alta taxa de falha em todo o SIN. Eles possuem sistemas de proteção e supervisão próprios, diferentes dos utilizados em outras Funções Transmissão.

2.2.4 Transformadores

Os transformadores são os responsáveis por fazer a interface entre os sistemas de transmissão e os seus sistemas adjacentes (geração e distribuição). Quando elevam a tensão de uma unidade geradora, integrando-a ao SIN são classificados como transformadores elevadores de tensão, e quando interligam os sistemas de transmissão de alta tensão aos de distribuição de média tensão, são ditos transformadores abaixadores.

Esta classificação não é muito relevante no cenário da transmissão, visto que os fluxos de potência podem se inverter de acordo com o ajuste do ponto de operação do sistema.

Fisicamente os transformadores monofásicos são compostos de duas bobinas atreladas a um núcleo ferromagnético, como mostra a figura 2.9:
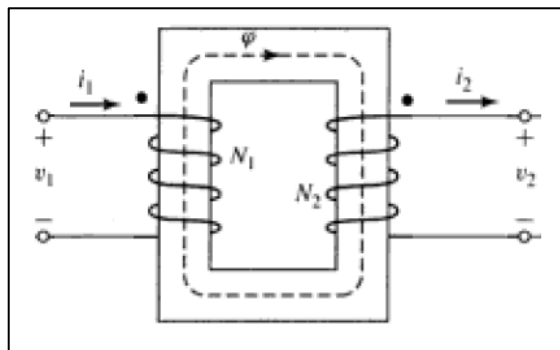
Figura 2.9: Representação esquemática de um transformador monofásico [6]

Cada bobina possui número distinto de espiras, e é essa relação que dita a relação de transformação entre os terminais do transformador.

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.3)$$

Essa relação mostra que um número de espiras diferente em uma das bobinas permite uma tensão de saída diferente, e revela outra função dos transformadores no SIN: podem atuar no controle de tensão através dos Comutadores de Derivação em Carga (CDC).

Os CDC consistem geralmente de uma chave comutadora (desviadora), com impedidor de transição e um seletor de derivações, este último provido ou não de um pré-seletor, sendo o conjunto operado pelo mecanismo de acionamento. Em alguns tipos de comutador, as funções da chave comutadora e do seletor de derivações são combinadas numa chave seletora. Através desse CDC, é possível alterar a relação de transformação de um transformador, através da mudança de sua derivação (*tap*) (possíveis posições de saída do enrolamento secundário de um transformador, vide figura 2.10). Por meio de um comando remoto, o Operador, a pedido do ONS, pode alterar a tensão do secundário de seu equipamento, contribuindo para um ajuste de tensão local. No caso de transformadores operando em paralelo, o Operador atuará no ajuste de *tap* de apenas um deles, chamado líder. Os demais transformadores (comandados) terão seus *taps* comutados automaticamente de modo a seguir a mudança do líder, a partir de um sistema chamado de Supervisor de Paralelismo Síncrono (SPS).
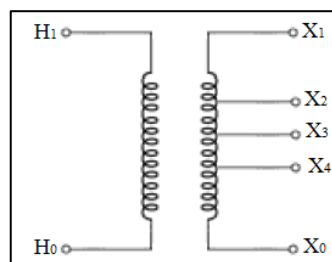
Figura 2.10: Representação esquemática de um transformador monofásico com derivações no secundário [6]

Os transformadores podem possuir apenas uma bobina (figura 2.11). Quando são construídos dessa maneira são chamados de autotransformadores e são construídos na mesma filosofia de derivação na bobina submetida a tensão. Nos sistemas de transmissão os autotransformadores são mais usados por apresentarem maior custo-benefício.
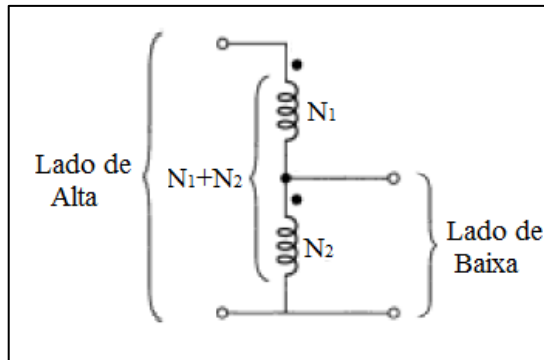
Figura 2.11: Representação esquemática de um autotransformador monofásico [6]

Independente do número de bobinas, o transformador terá sempre mais de uma saída. O que possui 2 saídas com classes de tensão diferentes é dito como transformador de 3 enrolamentos (mesmo que seja um autotransformador e de fato só possua 1 enrolamento). Os dois ‘enrolamentos’ com tensões mais altas recebem o nome de enrolamentos (ou lados) de alta e de baixa. O terceiro enrolamento de tensão mais baixa é conhecido como terciário e é comumente utilizado para suprir a demanda de energia da própria subestação em que o transformador está instalado. Na figura 2.12 é possível observar todos os componentes de um transformador.
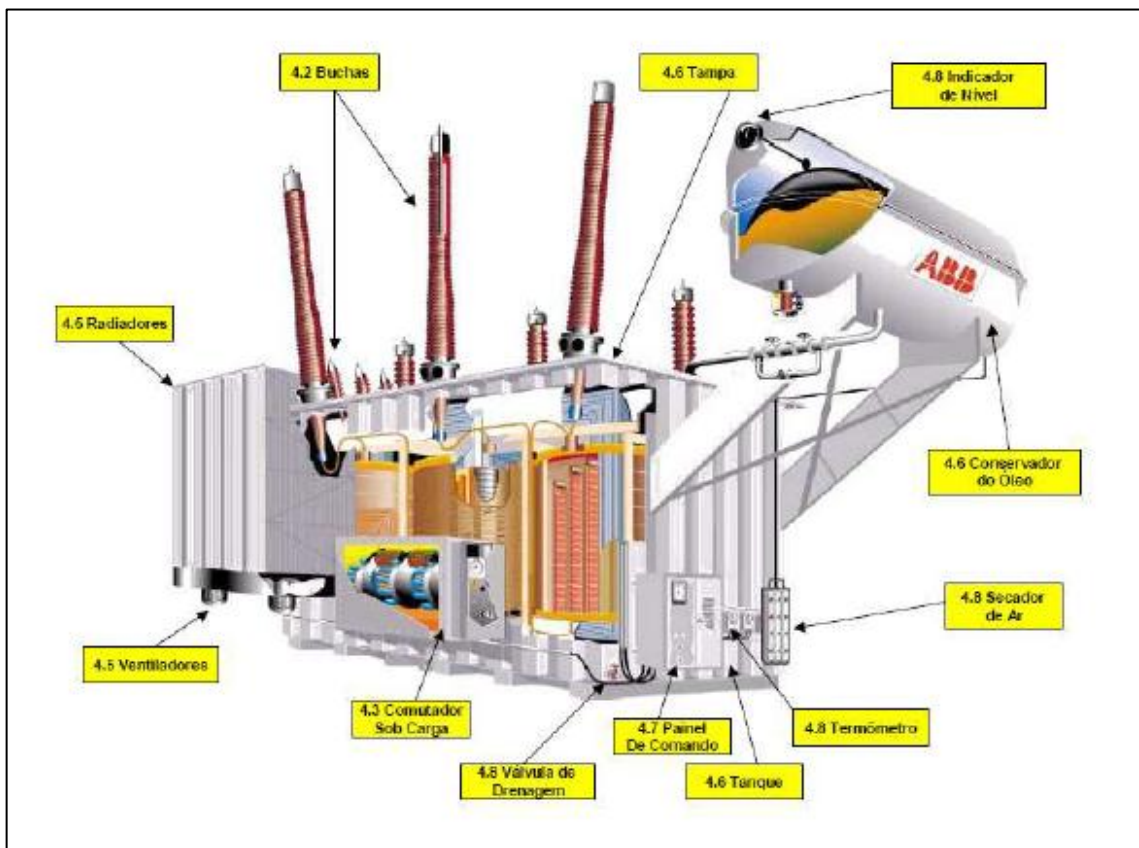
Figura 2.12: Figura representativa de uma unidade monofásica de um autotransformador

Assim como nos reatores, um elemento de grande importância tanto na operação quanto na manutenção de um transformador é o seu óleo isolante. Ele é responsável por atuar como elemento refrigerante, através da troca e dissipação de calor gerado nos cabos condutores que constituem os enrolamentos (parte ativa). Também é responsável pela isolação elétrica do equipamento devido a sua alta rigidez dielétrica. Por fim também atua como meio extintor de arco elétrico e barreira de proteção à contaminação de outros materiais isolantes orgânicos do equipamento - papel etc.

Na refrigeração de transformadores há outro elemento que atua em conjunto ao óleo isolante, os motoventiladores. Localizados abaixo do radiador, resfriam o óleo que por ali passa, melhorando o sistema de refrigeração por convecção.

Estes elementos fazem parte do sistema de refrigeração de um transformador. De tal forma, segunda a ABNT, os transformadores devem ser designados de acordo com seu sistema de refrigeração. Os símbolos utilizados para essa designação podem ser observados na tabela 2.1.

Tabela 2.1: Símbolos literais dos meios de resfriamento e da natureza da sua circulação para os transformadores (NBR 5356) [11]

Meio de Resfriamento	Símbolo
Óleo	O
Líquido isolante sintético não inflamável	L
Gás	W
Ar	A
Natureza de Circulação	Símbolo
Natural	N
Forçada (no caso de óleo, fluxo não dirigido)	F
Forçada, com fluxo dirigido	D

Na tabela 2.2 observa-se a ordem em que os símbolos devem ser utilizados, segundo a NBR 5356. Vale ressaltar que os grupos de símbolos correspondentes a diferentes métodos de resfriamento devem ser separados por meio de um traço inclinado (barra).

Tabela 2.2: Ordem em que os símbolos dos meios de resfriamento devem ser usados [11]

1ª Letra	2ª Letra	3ª Letra	4ª Letra
Indicativa do meio de resfriamento em contato com os enrolamentos		Indicativa do meio de resfriamento em contato com o sistema de resfriamento externo	
Natureza do meio de resfriamento	Natureza da circulação	Natureza do meio de resfriamento	Natureza da circulação

Nos transformadores utilizados em sistemas de transmissão, os sistemas de refrigeração mais comuns são:

- Óleo Natural - Ar Natural (ONAN): Nesse tipo de refrigeração, a atuação do óleo se dá de maneira natural, resfriando o equipamento através do seu processo de troca de calor por meio de sua convecção. Não há utilização de motoventiladores, portanto o ar externo a carcaça do transformador, troca calor com o mesmo de maneira natural.

- Óleo Natural - Ar Forçado (ONAF): Esta refrigeração é igual a anterior, porém nessa há a presença dos motoventiladores (figura 2.13), melhorando a troca de calor com o ar externo.

Figura 2.13: Motoventiladores em transformador

- Óleo Forçado - Ar Forçado (OFAF): Similar ao ONAF, porém dentro do tanque de óleo há uma bomba que contribui para a circulação do óleo, melhorando sua funcionalidade na refrigeração do equipamento.

- Óleo Forçado - Agua Forçada (OFWF): Possui bomba de circulação como o OFAF, mas seu resfriamento externo é feito com água e não com ar.

A potência nominal dos transformadores sempre estará relacionada ao seu sistema de refrigeração. Ele só irá operar com carga nominal com seu melhor sistema de refrigeração. Por exemplo, um transformador do tipo ONAF, trabalhará com carga leve sem a operação de seus motoventiladores. À medida que a carga for se elevando, sua temperatura também aumentará, por isso será necessário o acionamento da ventilação forçada, de modo que esse aquecimento não se torne prejudicial ao equipamento. Esse acionamento se dá de maneira automática pelo monitoramento e automatismo implementado ao sistema de supervisão e controle do transformador. Cabe ao Operador se relacionar com essa inerência do transformador, observando uma eventual falha de partida de uma ventilação ou a atuação de um alarme de temperatura.

2.3 Equipamentos Elétricos

Além dos equipamentos já citados, que podem ser considerados FT, existem outros equipamentos importantes para o desempenho da operação de um sistema de transmissão [12]. Estes são utilizados para auxiliar a supervisão, proteção e eventuais necessidades de manobras nos equipamentos.

2.3.1 Disjuntores

Os disjuntores (figura 2.14) são equipamentos de manobra usados para estabelecer, interromper ou ligar um circuito elétrico [24]. Eles devem ser projetados a suportar a tensão máxima da rede e as eventuais correntes de curto-circuito. São comandados de maneira manual (comando remoto do Operador ou comando *in-loco* do mantenedor da subestação) ou de modo automático, através da atuação dos relés de proteção.

Figura 2.14: Disjuntor 500 kV INDJ7-08 da SE Itacaiúnas

No jargão da operação um disjuntor é dito fechado quando está interligando um circuito ou equipamento ao sistema, e é dito aberto quando está interrompendo um circuito, desligando ou desenergizando um equipamento. Essas expressões são usadas porque para realizar a função de interromper um circuito, o disjuntor o faz abrindo seus contatos, e insere um elemento ao sistema, fechando seus contatos.

Tanto a abertura quanto o fechamento do disjuntor depende do tipo do mecanismo de operação e é feito por um dispositivo que permanece em descanso até o momento em que o disjuntor recebe o comando de mudar de status. Quando os contatos do disjuntor estão se abrindo há formação de arco elétrico entre seus terminais, que os dificulta de abrir e interromper o fluxo de corrente entre eles. Por isso o disjuntor precisa de um sistema interno de extinção de arco elétrico. Os meios de extinção acabam por classificar os disjuntores, e podem ser dos seguintes tipos: GVO (Grande Volume de Óleo), PVO (Pequeno Volume de Óleo), a ar comprimido, a vácuo, a SF_6 (Hexafluoreto de Enxofre), a sopro magnético e a ar natural.

Nas redes de transmissão do SIN, os disjuntores a SF_6 têm sido os mais utilizados. Nesses disjuntores, no momento da abertura de seus contatos o SF_6 pressurizado atua como meio dielétrico responsável pela extinção do arco de maneira similar ao disjuntor a ar comprimido, porém de modo mais eficiente. Uma diferença entre os que utilizam o SF_6 como meio de extinção de arco dos que utilizam ar comprimido, é que o gás não deve ser descartado para o meio ambiente, pois, além de caro, o SF_6 exposto a altas temperaturas (que surgem dentro da câmara de extinção devido às correntes de curto-circuito) torna-se altamente tóxico.

Após sua operação, o gás deve ser armazenado no interior do equipamento para que se regenere, retornando ao estado inicial, antes que possa ser utilizado novamente para uma nova interrupção de corrente.

A pressurização do gás SF6 é de suma importância para que aja de maneira eficiente no instante da extinção. Por isso o nível de pressão dos disjuntores é monitorado pelo sistema supervisório. Em caso de uma diminuição do nível o disjuntor pode possuir até quatro estágios de proteção contra baixa pressão:

· 1º estágio: Nesse estágio há atuação de alarme no sistema supervisório do Operador e bloqueio do religamento automático (o disjuntor fica impedido de receber comando de fechamento de um relé função 79);

· 2º estágio: Acontece a abertura do disjuntor e ele fica impedido de receber qualquer comando de fechamento (manual ou automático);

· 3º estágio: Ocorre a abertura dos secionadores associados ao disjuntor, no intuito de isolá-lo;

· 4º estágio: Fechamento e bloqueio geral do disjuntor.

Cada estágio está associado a um nível de pressão. O disjuntor trabalha a uma pressão nominal, ou valor próximo a ela. Ao longo do tempo de operação, esse nível vai baixando. Quando chega a um nível minimamente distante do considerado ideal para sua operação normal, há a atuação do primeiro estágio da proteção contra baixa pressão de SF6. Espera-se que com a subida do alarme de baixa pressão, o Operador acione o mantenedor local, para que o mesmo inicie o procedimento de restaurar a pressão do disjuntor. Os estágios subsequentes irão atuar em caso de vazamento acentuado. À medida que o gás vai vazando, os estágios vão evoluindo até que o nível de pressão seja restaurado.

Construtivamente, além da câmara de extinção de arco, os disjuntores podem possuir uma câmara auxiliar que contém um resistor de pré-inserção. Esse resistor é instalado junto à câmara do disjuntor e durante o deslocamento do contato móvel do mesmo, ele é colocado temporariamente em série com a linha, durante um intervalo aproximado de 6 a 10 ms. Esse processo cria um divisor de tensão entre o resistor e a linha, o que reduz as sobretensões

durante o transitório. Por fim, o resistor é curto-circuitado, sendo retirado da LT. Esses resistores são instalados comumente em disjuntores associados a linhas de transmissão de extra - alta tensão. Quando o disjuntor é dedicado a conectar um reator ao sistema a extra - alta tensão ou a energizar ou ligar um transformador, esse pode não conter o resistor de pré-inserção. Nessa situação utiliza-se um sincronizador de corrente, que fará com que os contatos do disjuntor se separem ou se unam no instante em que a corrente instantânea é nula. Essa opção diminui o custo do disjuntor e funciona de maneira eficiente.

2.3.2 Chaves Secionadoras

Muitas vezes as chaves secionadoras são confundidas com os disjuntores em sua função. Construtivamente elas são, evidentemente, diferentes, como é possível ver na figura 2.15. Mas sua diferença não é só visual.

Figura 2.15: Chave Secionadora 500 kV INSD7-15 da SE Itacaiúnas

Também são consideradas equipamentos de manobras, mas não são utilizadas para interromper ou energizar um circuito ou equipamento. As chaves são usadas para conceder condição de segurança para o trabalho em equipamentos desenergizados [25]. Como os contatos dos disjuntores não são visíveis, a permissão de trabalho nesses equipamentos só é concedida após a confirmação da abertura dos três polos de uma chave secionadora. A chave secionadora representa segurança para o indivíduo que venha a executar um trabalho no pátio da subestação e aos equipamentos.

Há um tipo de chave especial usada para garantir condição de segurança no trabalho em linhas de transmissão desenergizadas. Estas são chamadas de chaves com lâmina de terra ou chaves de aterramento (figuras 2.16 e 2.17).

Figura 2.16: Chave secionadoras com lâmina de terra 500 kV INSL7-02 da SE Itacaiúnas
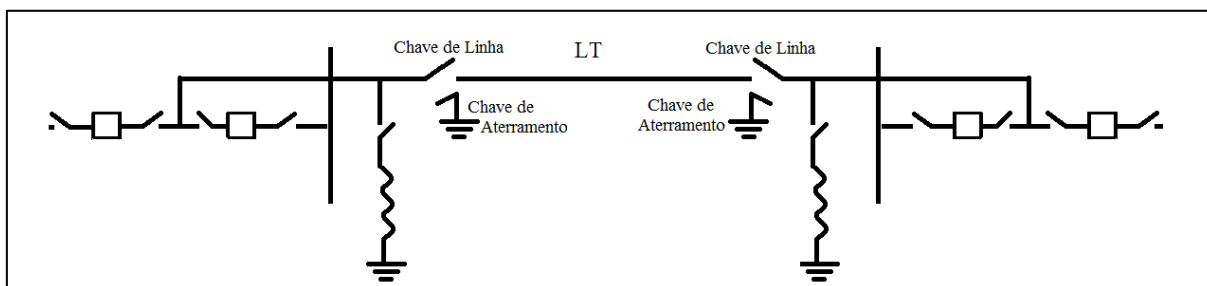
Figura 2.17: Diagrama unifilar de uma linha de transmissão com compensação *shunt*

Para isolar uma LT devem-se abrir as chaves secionadoras de linha (que trabalham normalmente fechadas), depois que a linha esteja desligada e desenergizadas (ou seja, com seus disjuntores associados abertos). Em seguida fecham-se as chaves secionadoras de aterramento (que trabalham normalmente abertas). Desse modo, há a garantia que a LT se encontra com o potencial zero. Sem esse aterramento, a LT poderia estar exposta às tensões induzidas de circuitos próximos e a tensões residuais da própria LT, pois mesmo depois que desenergizada a linha permanece com seu perfil de tensão elevado e o mesmo vai diminuindo exponencialmente, de acordo com a constante de tempo da LT, que é alto. Ao aterrar a LT, a

tensão da linha vai a zero, e a equipe de linha pode realizar qualquer serviço de manutenção necessário.

2.3.3 Transformadores de Potencial e de Corrente

Para supervisionar, comandar e proteger um sistema é preciso saber como ele se apresenta. Para isso é fundamental conhecer seus parâmetros mais importantes. No caso de um sistema de potência, esses parâmetros são a corrente e o potencial elétrico. Então, como saber a corrente que passa por determinado condutor e a que potencial ele está submetido?

Essa medição não é feita diretamente por medidores eletrônicos ou digitais. Em um sistema de potência essas grandezas são muito elevadas, e comprometeriam a integridade de qualquer equipamento mundano destinado a isso. Portanto, em uma subestação a interface entre os equipamentos e os medidores é feita pelos transformadores de potencial e de corrente, chamados de transformadores de instrumentos.

2.3.3.1 Transformadores de Corrente (TC)

Os TC são destinados a reproduzir a corrente que passa pelo seu primário a um valor proporcional em seu secundário, com o intuito de alimentar os circuitos de medição, controle e proteção de um determinado sistema de potência. Usualmente esses circuitos são projetados para trabalhar com uma corrente próxima aos 5A. Por isso os TC normalmente possuem a relação de transformação de X/5.

Apesar de fisicamente diferentes dos transformadores de potência, os TC possuem a mesma característica construtiva primordial: um núcleo ferromagnético envolvendo ou sendo envolvido por duas bobinas, com números distintos de espiras. A figura 2.18 abaixo mostra as 3 unidades monofásicas de um TC presente em uma subestação de extra - alta tensão.

Figura 2.18: TC 500 kV da SE Itacaiúnas

Os TC estão dispostos em uma subestação de modo que seu enrolamento primário esteja em série com o circuito de alta tensão. Normalmente possuem mais de um enrolamento secundário, cada um destinado a um circuito auxiliar (medição, proteção e controle). A indicação correta de sua polaridade também é muito importante, pois ela indicará o real sentido de circulação de corrente que passa pelo TC (figura 2.19).
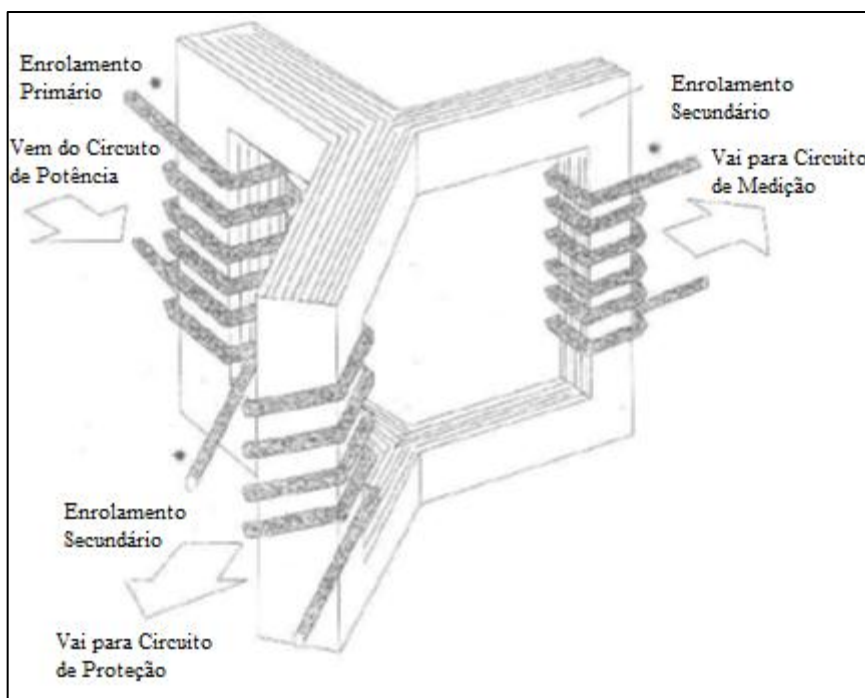
Figura 2.19: Figura representativa do núcleo de um TC com mais de uma enrolamento secundário [8]

Nas subestações é comum encontrar TC de baixa reatância, conhecidos também como TC do tipo janela ou TC de bucha. O elevado valor de corrente no enrolamento primário exigiria do condutor uma bitola muito grossa. Fazer desse condutor, espiras para envolver o núcleo ferromagnético seria construtivamente inviável nessa situação. Para isso utiliza-se o próprio condutor de corrente de alta de modo a transpassar o núcleo envolvido pelo enrolamento secundário. Essa filosofia de construção é muito similar ao princípio usado no amperímetro do tipo alicate, usado em circuitos de baixa corrente (figura 2.20).
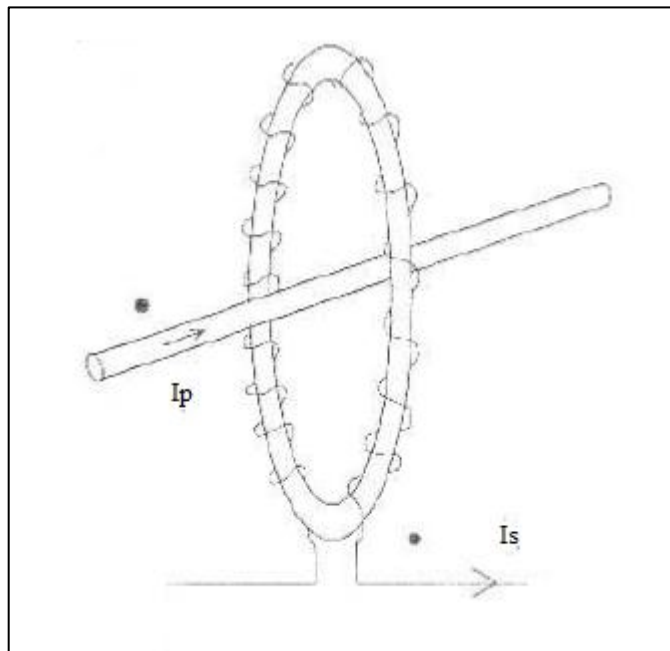
Figura 2.20: Figura representativa de um TC do tipo janela [8]

2.3.3.2 Transformadores de Potencial (TP)

Os TP são análogos aos TC, mas estão relacionados com o parâmetro tensão, ao invés de corrente. Eles fornecem o sinal de tensão em um ponto do sistema a instrumentos de medição, controle e proteção. Outra diferença é que estão em paralelo com o circuito de potência, e não em série como os TC.

Os TP comuns também são conhecidos como transformadores de potencial indutivo (TPI), mas são usualmente chamados apenas de TP. Estes são usados em subestações de até 69 kV.

Para valores maiores de tensão, o TPI não é utilizado porque, construtivamente, seria muito grande e pesado para atender a alta classe de isolação. Para as aplicações em tensões maiores que 69 kV, usam-se os divisores capacitivos de potencial (DCP), formados por uma coluna capacitiva, que também é chamado de transformador de potencial capacitivo (TPC),

em série com um TPI. Os DCP permitem a utilização do TPI com tensão primária menor que a tensão real do ponto acima da coluna capacitiva, e pode ser observado nas figuras 2.21 e 2.22.
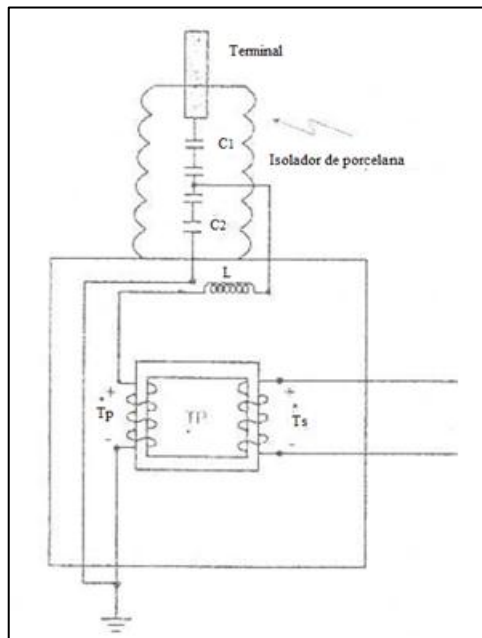
Figura 2.21: Figura representativa de um DCP - coluna capacitiva em série com um TPI [8]

A indutância é inserida no DCP de modo a entrar em ressonância com a capacitância equivalente (C_1+C_2) para que a tensão do enrolamento primário do TC esteja em fase com a tensão do terminal no qual o DCP está aplicado.

Figura 2.22: DCP de 500 kV da SE Itacaiúnas

2.3.4 Para-raios

Os Para-raios (figura 2.23) são equipamentos de proteção utilizados para limitar os valores dos surtos de tensão transitórios que poderiam causar danos aos equipamentos elétricos. O para-raio em situação normal de operação funciona como isolador. No momento de um surto de tensão este passa a ser condutor e descarrega para a terra parte da corrente de curto, que seria prejudicial aos equipamentos.

Figura 2.23: Para-raios de 500 kV da SE Itacaiúnas

2.4 Subestação

O lugar onde todos os equipamentos elétricos e as FT (transformadores, reatores e BCS) estão instalados é a Subestação (SE), de onde saem e chegam as linhas de transmissão (figura 2.24).

Toda subestação pertence a um Agente e abriga suas FT. Porém, quando há a expansão da SE, outros Agentes podem vir a ter equipamentos nessa instalação. Esses Agentes são ditos Agentes Acessantes e os donos da SE são os Acessados.

Figura 2.24: Pátio da Subestação Itacaiúnas (Marabá-PA)

A característica mais importante de uma subestação se refere à forma em que esses equipamentos estão conectados entre si e com o SIN, e se refere ao arranjo da subestação. O entendimento relativo ao arranjo de uma subestação se faz absolutamente necessário para a realização da operação de um sistema de transmissão. O Operador precisa conhecer os arranjos que irá trabalhar para ser capaz de entender as manobras que necessitam ser realizadas em caso de indisponibilidade de alguma FT, liberação de equipamento a manutenção ou a requisição sistêmica do ONS.

Os arranjos mais comuns em subestações do SIN são: Barra Principal e Transferência, Barra Dupla a Disjuntor Duplo, Barramento em Anel e Barra Dupla a Disjuntor e Meio [10].

2.4.1 Arranjo Barra Principal e Transferência

Barra Principal e Transferência é o arranjo mais utilizado em subestações de 230 kV. Agregam uma boa relação de custo e confiabilidade. Podem ser de dois tipos: com ou sem chave seletora de barra, como pode ser observado, respectivamente, nas figuras 2.25 e 2.26.
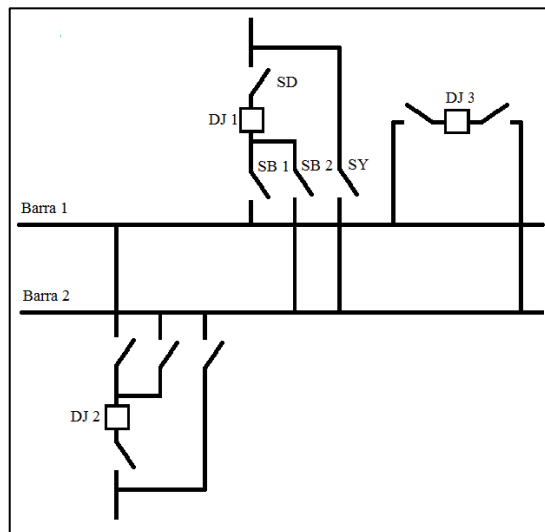
Figura 2.25: Diagrama unifilar do arranjo Barra Principal e Transferência com chave secionadora seletora de barra
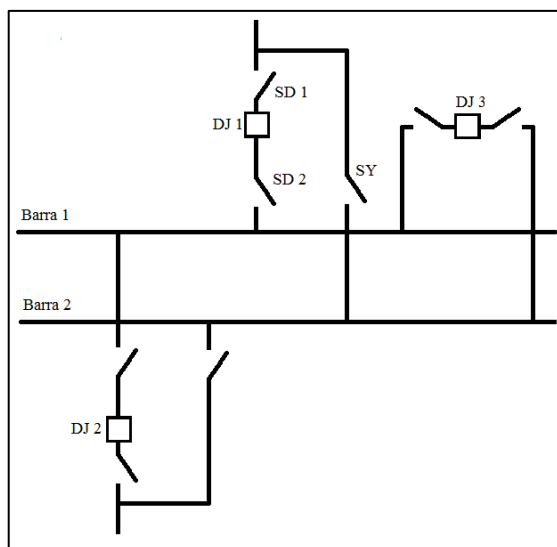
Figura 2.26: Diagrama unifilar do arranjo Barra Principal e Transferência sem chave secionadora seletora de barra

Quando este arranjo é dotado de chave secionadora seletora de barra, as duas barras podem ser usadas como barra principal, ou seja, em operação normal os equipamentos podem estar conectados tanto na barra 1 quanto na barra 2, dependendo da filosofia de operação. Sem a chave seletora de barra, a barra 2 serve apenas como barra de transferência.

O DJ 3, presente nas figuras 2.25 e 2,26, conhecido como disjuntor de interligação, de amarre ou mais comumente como *tie* no jargão da operação, sempre trabalhará fechado quando o arranjo tiver seletora de barra: as duas barras, na verdade, serão o mesmo ponto elétrico. Quando não tiver seletora de barra no arranjo, o *tie* trabalhará aberto ou fechado, o que também dependerá da filosofia de operação.

Em ambos os casos, se for necessário liberar algum vão, retirando-o de operação, todos os outros equipamentos devem ficar na barra principal, com a barra de transferência livre. No caso arranjo com seletora de barra, os equipamentos devem ficar em uma barra escolhida com a outra livre. Satisfeita tal condição, o Operador precisa confirmar o *tie* e suas secionadoras fechadas. Em seguida poderá fechar a secionadora de *by-pass* (SY), colocando os dois disjuntores DJ 1 e DJ 3 em paralelo. Nessa situação todos os sistemas de proteção que possam disparar comando de abertura no DJ 1, passam a disparar também no DJ 3. Nessa condição, é dito que a proteção está em transferência. Por fim, abrindo-se o DJ 1 o equipamento associado a ele estará agora associado ao DJ 3 assim como as proteções que estavam em transferência. Agora a proteção é dita transferida. Ao abrir as secionadoras SD, SB 1 e SB 2, no arranjo com secionadora seletora de barra; ou abrir SD 1 e SD 2, no arranjo sem seletora, o vão estará desenergizado e isolado.

Importante frisar que apenas um equipamento por vez pode usar o *tie* em substituição ao seu disjuntor, pois a barra de transferência precisa estar livre, e ela não pode estar livre para dois vãos.

As figuras 2.27, 2.28, 2.29 e 2.30 mostram, sequencialmente, as manobras descritas acima para liberação de um vão conectado ao barramento.
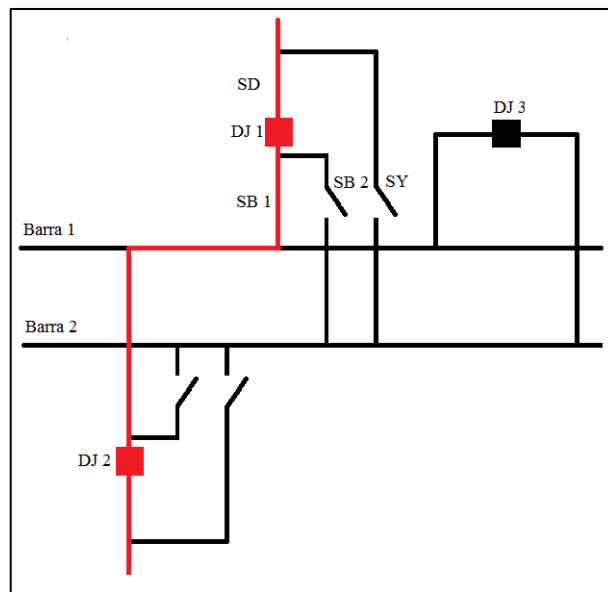
Figura 2.27: Configuração normal de um barramento no arranjo Barra Principal e Transferência com chave secionadora seletora de barra
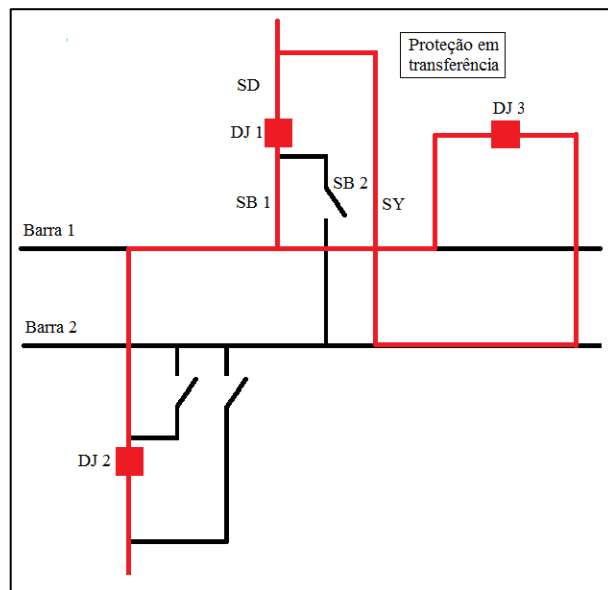
Figura 2.28: Arranjo Barra Principal e Transferência com chave de *by-pass* fechada e esquema de proteção em transferência
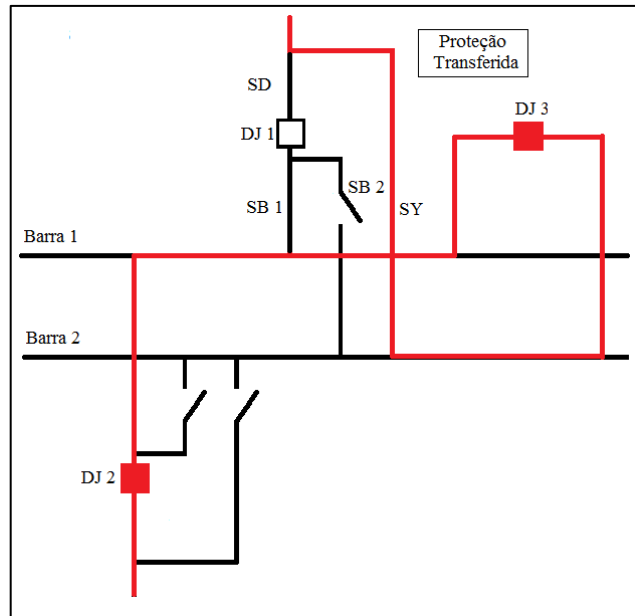
Figura 2.29: Arranjo Barra Principal e Transferência com disjuntor de interligação (*tie*) em utilização, substituindo o disjuntor de barra
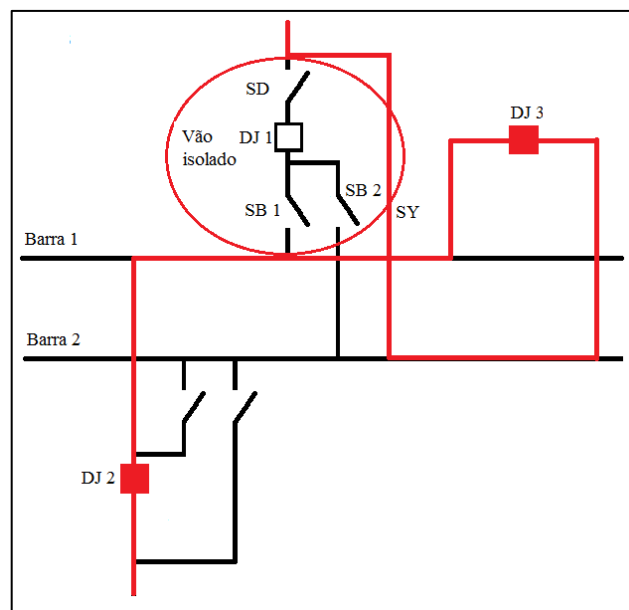
Figura 2.30: Arranjo Barra Principal e Transferência com disjuntor de interligação (*tie*) em utilização, substituindo o disjuntor de barra, com o vão liberado

2.4.2 Arranjo Barra Dupla a Disjuntor Duplo

Barra Dupla a Disjuntor Duplo é o arranjo de subestações mais confiável. Cada equipamento dispõe de dois disjuntores (figura 2.31). É utilizado em subestações estratégicas,

consideradas mais importantes sistemicamente, em que suas FT devem ter um grande nível de confiabilidade.
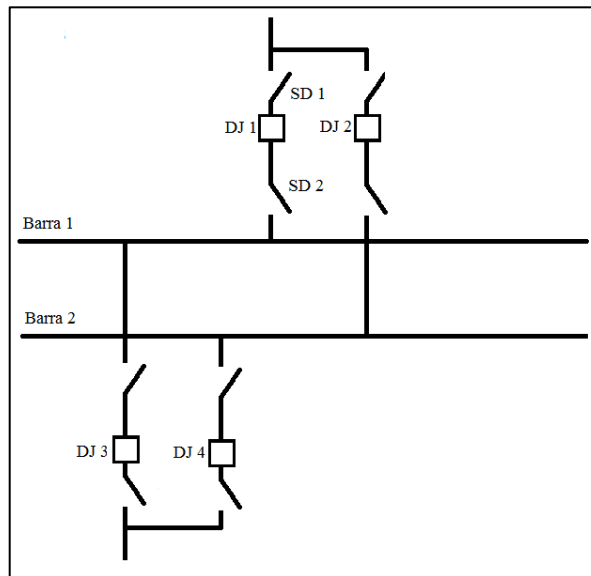
Figura 2.31: Diagrama unifilar do arranjo Barra Dupla a Disjuntor Duplo

2.4.3 Arranjo Barramento em Anel

Barramento em Anel é considerado um bom arranjo em termos econômicos e de confiabilidade. Permite a manutenção de mais de um disjuntor ao mesmo tempo sem interrupção de carga se não forem adjacentes. Cada equipamento tem um disjuntor associado, mas pode usar o adjacente em caso de disponibilidade do seu disjuntor, como mostra a figura 2.32.
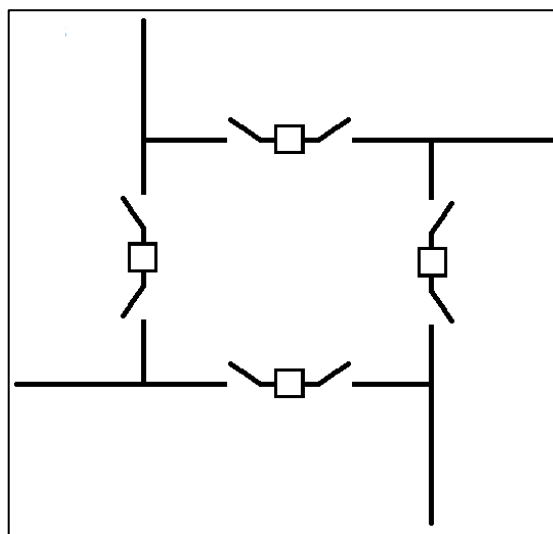
Figura 2.32: Diagrama unifilar do arranjo Barramento em Anel

Este tipo de arranjo pode se expandir, de modo que alguns circuitos passam a ter até três disjuntores disponíveis para manobra e mais chegadas e saídas de circuito podem ser acrescentados (figura 2.33).
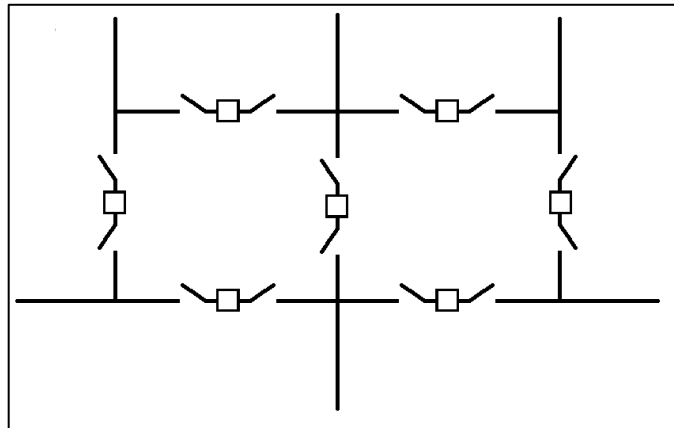
Figura 2.33: Diagrama unifilar do arranjo Barramento em Anel Expandido

2.4.4 Arranjo Barra Dupla a Disjuntor e Meio

O arranjo Barra Dupla a Disjuntor e Meio (figura 2.34) é o mais utilizado nos circuitos de extra-alta tensão. Também pode ser utilizado em outros circuitos de classe de tensão menor, que possuem a necessidade de alta confiabilidade, como em circuitos de 230 kV em subestações conectadas diretamente a unidades geradoras.
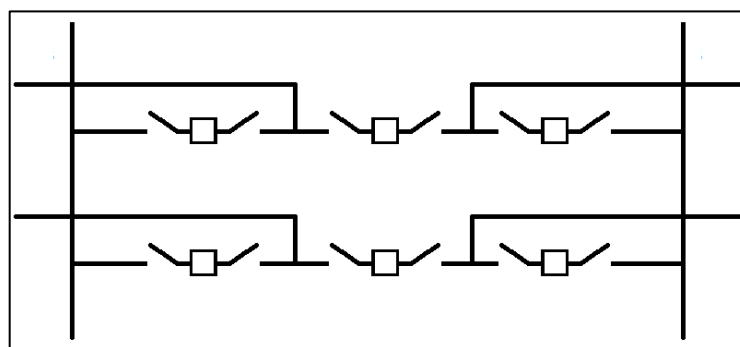
Figura 2.34: Diagrama unifilar do arranjo Barra Dupla a Disjuntor e Meio

Nessa configuração, cada equipamento possuirá um disjuntor exclusivo e outro compartilhado. Como o disjuntor exclusivo é conectado direto a uma das barras, é chamado de disjuntor de barra, e o compartilhado é chamado de disjuntor de meio.

O arranjo Barra Dupla a Disjuntor e Meio (ou apenas arranjo Disjuntor e Meio) possui um bom nível de confiabilidade, perdendo somente para o arranjo Barra Dupla a Disjuntor Duplo, porém possui também um custo menor.

Suas manobras também são bem simples. Sua filosofia principal de operação é: no momento de abertura dos disjuntores para a retirada de um circuito, o disjuntor de meio sempre é o primeiro a ser aberto. No instante da conexão a um circuito ou equipamento, ele é o último a ser fechado.

2.4.5 Serviço Auxiliar de Subestações

Nas subestações também se encontram os equipamentos auxiliares dos circuitos de potência. As secionadoras necessitam de motores para a realização do movimento mecânico de abrir ou fechar. Os disjuntores também necessitam de motores para realizar a compressão de suas molas. A SE também é o local de trabalho dos técnicos mantenedores e o local que eles ficam alocados é a sala de controle - ou comando (figura 2.35). Eles compartilham seu ambiente de trabalho com os painéis de proteção e controle (figuras 2.36 e 2.37).

Figura 2.35: Sala de Comando da SE Itacaiúnas

Figura 2.36: Painéis de Proteção e Controle (visão externa)

Figura 2.37: Painel de Proteção e Controle (visão interna)

Todos esses componentes demandam seu consumo próprio de energia. O Serviço Auxiliar (SAUX) de uma subestação corresponde ao arranjo elétrico elaborado para alimentar essa demanda, exemplificado na figura 2.38.
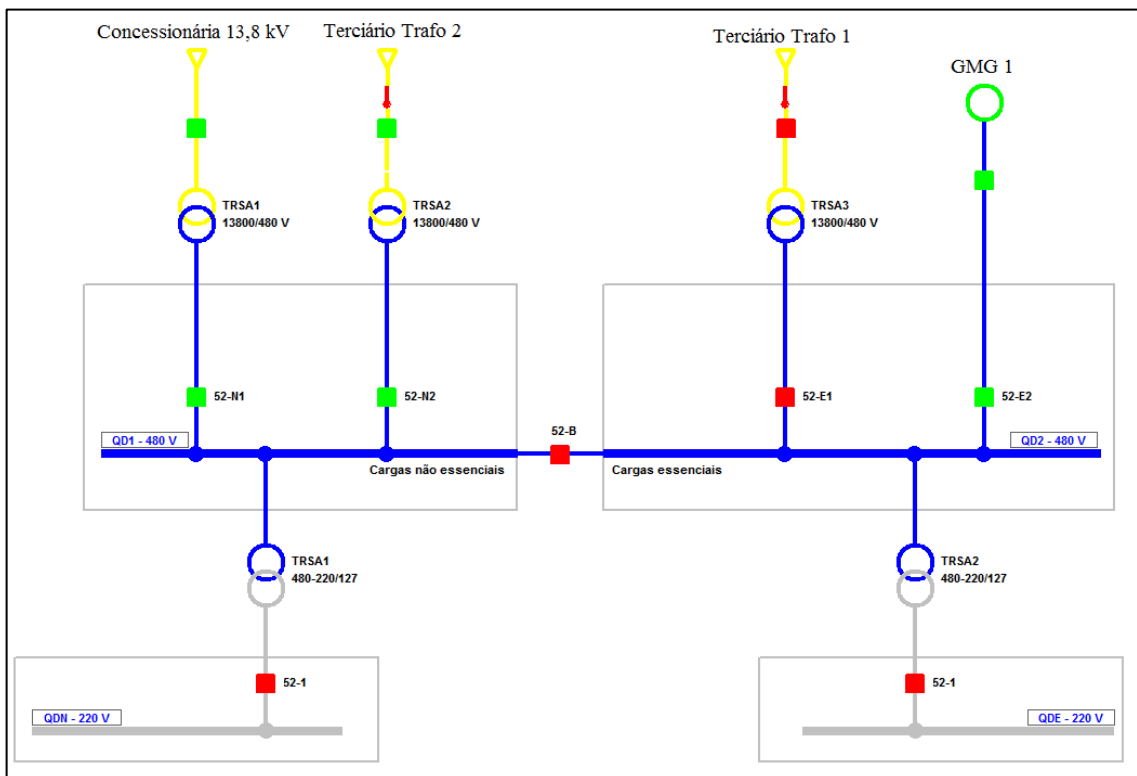
Figura 2.38: Diagrama unifilar de SAUX - Barramento de Corrente Alternada

A figura 2.38 mostra um tipo de arranjo de SAUX de uma subestação. Este é apenas um exemplo, pois o SAUX dependerá das fontes de energia e da filosofia de projeto.

Para entender qualquer arranjo de SAUX é necessário conhecer as fontes de energia disponível. Essas fontes podem ser: um Grupo Motor-Gerador a Diesel (GMG), o terciário de um ou mais transformadores existentes na subestação, ou um ramal da concessionária distribuidora de energia local. E não basta ter uma única fonte de energia, pois a redundância de alimentação do SAUX é vital.

Há tipos de cargas a serem alimentadas em uma SE que não podem nunca serem interrompidas, como o sistema de supervisão, comando e controle de uma subestação. Outros não são considerados tão importantes e podem ter sua alimentação temporariamente cortada que não trarão complicações maiores, como alguns circuitos de iluminação e tomadas. Esses dois tipos de cargas estão conectados a dois tipos de barramento: barramento de cargas essenciais e barramento de cargas não essenciais.

Em condições normais de operação, esses barramentos trabalham interligados, com uma fonte de alimentação principal suprindo as duas cargas - terciário de um transformador quando disponível ou ramal de concessionária distribuidora. Quando há uma contingência, levando a perda dessa fonte, entra em ação o automatismo do SAUX.

No automatismo, o disjuntor que conecta a fonte ao barramento de cargas essenciais abre quando há falta de tensão da fonte, assim como o disjuntor que interliga com o barramento de cargas não essenciais. Em seguida é dada a partida no GMG e quando ele está pronto para operar, automaticamente os disjuntores que o conectam ao barramento de cargas essenciais fecham. Nesse momento o GMG está suprindo todas as cargas essenciais. O barramento de cargas não essenciais pode ser alimentado pelo GMG se o mesmo dispuser de tal potência. Para isso basta que o Operador feche o disjuntor de interligação de barras. Para poupar o consumo de diesel do GMG, dependendo da configuração do SAUX, é possível alimentar as cargas não essenciais com outras fontes de energia, e até mesmo alimentar as cargas essenciais com essa fonte, fechando o disjuntor de interligação e retirando o GMG de operação.

Dentre as cargas essenciais, estão as que necessitam de alimentação DC, como os circuitos de comando. Eles estão conectados ao barramento de corrente contínua que por sua vez é alimentado por um banco de baterias em paralelo a um retificador (figura 2.39).
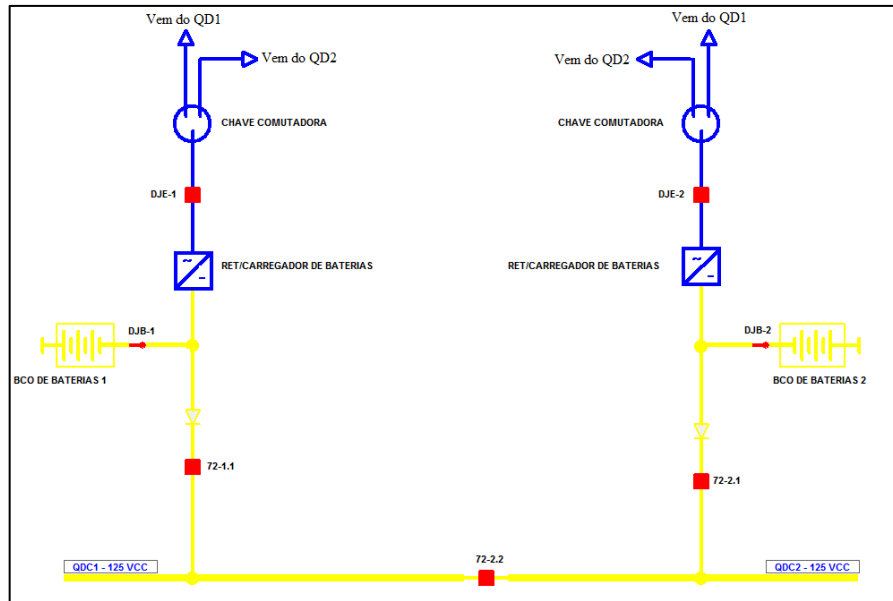
Figura 2.39: Diagrama unifilar de SAUX - Barramento de Corrente Contínua

Este retificador recebe tensão AC do barramento de cargas essências ou não essenciais, de acordo com a posição da chave comutadora. Com as fontes de energia do SAUX normalizadas, o banco de baterias fica sendo carregado, e entra em operação na ausência de alimentação. O barramento de corrente contínua alimenta suas cargas e um inversor, que por sua vez converterá tensão contínua em tensão alternada alimentando o barramento de cargas essenciais (figura 2.40). Isto explica porque não há falta de energia nem no intervalo de tempo entre a saída da fonte principal e o GMG.
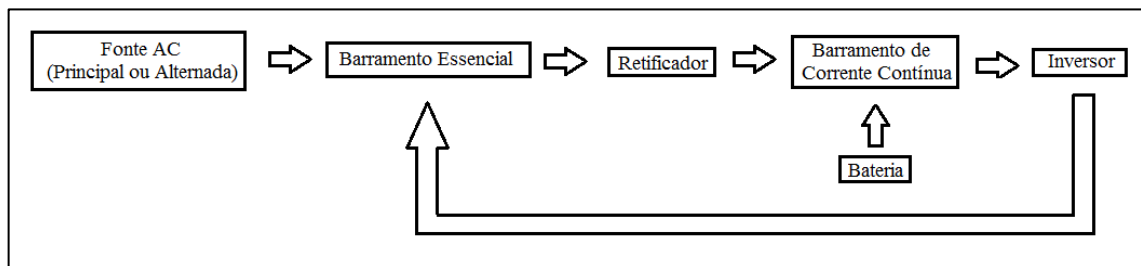
Figura 2.40: Esquema de alimentação do SAUX

2.5 Filosofia de Proteção de Sistemas de Potência

Assim como qualquer outro, os sistemas de potência estão a todo tempo sujeitos a falhas ou defeitos com diversos graus de severidade. Manter a integridade desse sistema depende dos esquemas de proteção adotados.

Espera-se que a proteção em um sistema de potência atue da seguinte forma:

- Não atuar de maneira indevida, desligando componentes do sistema que não estão comprometidos com o defeito.

- Devem agir de forma precisa quando for necessária a retirada de um elemento do sistema, de acordo com seus ajustes.

- Devem realizar sua função de proteger o sistema garantindo um alto desempenho no que diz respeito a sensibilidade, seletividade, rapidez, confiabilidade, robustez, vida útil, estabilidade, operacionalidade, funcionalidade etc.

Para atender a esses critérios de desempenho, os sistemas de proteção devem ser munidos de elementos de proteção principal e proteção alternada. No caso de LT e transformadores de classe de tensão igual ou superior a 345 kV, a existência desses dois elementos é obrigatória, de acordo com Procedimento de Rede do ONS [16] [20].

A proteção principal e a alternada devem ser totalmente iguais e independentes. Representam a redundância dos sistemas de proteção, necessária para garantir a atuação da proteção em casa de falha de uma unidade [23].

Ambas as unidades de proteção devem ser compostas de dois elementos: proteção unitária (ou restrita) e proteção gradativa (ou irrestrita).

A proteção unitária é destinada a detectar e eliminar, seletivamente e sem retardo de tempo intencional, falhas que ocorram apenas no componente protegido. Já a proteção gradativa é destinada a detectar e eliminar falhas que ocorram no componente protegido e fornecer proteção adicional para os componentes adjacentes. Sua atuação é normalmente coordenada com a atuação das proteções dos equipamentos adjacentes por meio de retardo de tempo intencional [23].

Os sistemas de proteção também devem contar com unidades de proteção de retaguarda, destinados a atuar quando ocorre falha eventual de outra unidade de proteção.

Especificamente para equipamentos, há proteções ditas intrínsecas. São integradas aos equipamentos e fornecem proteção contra outros tipos de falha que as proteções elétricas não são capazes de fornecer, como proteção contra alta temperatura em óleo e enrolamento, formação de gases, excesso de pressão interna etc [23].

Nesse universo dos sistemas de proteção são os relés os personagens atuantes. Eles devem ser capazes de identificar defeitos, localizá-los com exatidão, alertar o Operador

(através de alarmes e sinalizações) e atuar quando necessário, promovendo a abertura de disjuntores, de forma a isolar o defeito, proteger e garantir a continuidade do sistema em operação normal.

Os relés estão, a todo tempo, monitorando o sistema, e devem estar prontos a operar assim que o parâmetro que ele observa ultrapasse seu valor de ajuste. Essa observação do sistema é feita pelos relés, através da informação de tensão e/ou corrente que chegam dos secundários dos TPC e dos TC.

As proteções elétricas se apresentam em forma de função, cada qual adequada a realizar um tipo específico de proteção. Antigamente, cada relé possuía uma única função, porém nos tempos atuais os avançadíssimos relés digitais costumam incorporar mais de uma função.

2.5.1 Função de Sobrecorrente - F.50/51

Os relés que possuem essa função são pré-ajustados para um valor de corrente, por isso recebem a informação de corrente por meio da sua conexão com os TC. Quando o circuito que ele está destinado a proteger é submetido a uma corrente de curto-circuito (com valor de corrente maior que seu valor de ajuste), este relé enviará comando de abertura para os disjuntores responsáveis por isolar esse circuito, eliminando assim essa falta.

A F.50/51 indica que o relé possui a função de sobrecorrente temporizado incorporado a uma unidade instantânea, ou seja, nesse caso o relé terá dois ajustes, um relativo à unidade temporizada, e outro, maior que o anterior, relativo a unidade instantânea.

Essa função é aplicada de modo a respeitar a seletividade de atuação da proteção. A unidade instantânea garante a operação em caso de faltas dentro da zona de atuação do relé. A unidade temporizada será sensibilizada pelas zonas adjacentes e apenas atuará em caso da não atuação da proteção daquela zona.

Há ainda outra função específica para atuar em caso de surgimento de sobrecorrentes de neutro, a F.51N. O relé com esta função trabalha de forma temporizada para evitar a atuação em caso de desbalanços transitórios no sistema. Esta função é aplicada largamente a transformadores. No caso de uma comutação de *tap* para adequação de tensão do sistema, pode ocorrer uma falha do SPS, acarretando no não acompanhamento de uma das fases. Nesse momento há um desequilíbrio de fases e por consequência há circulação de corrente de neutro nesse transformador, porém o ajuste do 51N é maior que essa corrente, logo não há atuação da proteção para retirar o trafo de operação. O 51N é ajustado a operar em caso de um

desbalanço maior entre as fases, como no caso de uma defasagem de 2 posições de *taps* entre duas fases de um transformador.

2.5.2 Função Direcional de Sobrecorrente - F.67

As funções de sobrecorrentes 50/51 são aplicadas apenas a sistemas radiais. Isto porque essa função está ajustada levando em conta apenas o módulo de corrente e não sua direção. Nas redes de transmissão do SIN a aplicação dessa função para proteção de LT inviabiliza a coordenação da proteção.

Para suprir essa deficiência estão os relés com função direcional de sobrecorrente, que consistem das funções 50/51 com seletividade direcional. Esta função atuará de acordo com seu ajuste de corrente em módulo e sentido. Também existe a função direcional de sobrecorrente para terra 67N e é a função mais utilizada como proteção de retaguarda para LT.

2.5.3 Função de Distância - F.21

Os ajustes e a coordenação das funções de sobrecorrentes mudam de acordo com a impedância de curto-circuito da rede. Devido as constantes manobras no SIN e as ampliações da rede de operação, essa dependência se torna uma fraqueza dessas funções. A função de distância (ou impedância) supre essa deficiência das funções de sobrecorrente. Esta função trabalha medindo a todo instante a impedância da região protegida, através dos valores de tensão e corrente que chegam dos TPC e TC. Como em linhas de transmissão a sua impedância é proporcional a sua distância, essa função passou a ser conhecida como Função de Distância. Originalmente, as F.21 não tinham seletividade direcional, pois sua medição de impedância era feita a jusante e a montante. Essa deficiência era contornada com uma associação ao relé 67, o que concedia ao relé 21 essa direcionalidade. Nos novos relés digitais, não é necessária este associação, pois é possível inibir a operação do relé 21 para a direção reversa.

Sua coordenação é feita levando-se em conta as zonas de atuação do relé 21. Cada zona de atuação corresponde a uma distância da LT a partir do seu terminal. Usualmente os relés 21 trabalham nas seguintes zonas de operação, de acordo com a tabela 2.3 [9]:

Tabela 2.3: Zonas de Operação do Relé 21

Zona	Distancia da LT	Velocidade de Operação
1	80%	Instantânea
2	120%	Temporizada
3	120% (direção reversa)	Temporizada
4	200%	Temporizada

Normalmente, por coordenação, a zona 3 é inibida. As zonas 2 e 4 servem como proteções de retaguarda para os barramentos e LT a jusante.

Uma fraqueza da F.21 é ter deficiência para operar em caso de faltas de alta impedância. Como seu ajuste não leva em conta a impedância de falta, quando esta é relevante pode confundir a proteção.

2.5.4 Função Diferencial - F.87

A filosofia de operação dessa função se baseia na comparação de corrente que entra e sai dentro da área protegida. Esta área é definida pela região compreendida entre os TC que alimentam essa função (tabela 2.4). Caso haja uma diferença entre esses valores de corrente maior que o ajuste, essa proteção opera. Essa característica a torna mais eficiente para faltas de alta impedância do que a F.21.

Essa proteção é largamente utilizada para linhas curtas, transformadores, reatores e barramentos.

Tabela 2.4: Zona de Proteção do Relé 87

Equipamento	Área Protegida
LT Curta	Entre os terminais da LT.
Transformador	Entre o lado de alta e lado de baixa.
Reator	Entre o ponto de conexão ao sistema e o ponto de conexão à terra.
Barramento	Extensão do barramento (comparação entre corrente que entra com a corrente que sai).

2.5.5 Função Religamento Automático - F.79

Estatisticamente os desligamentos automáticos nas LT do SIN são em grande parte originados por faltas temporárias. Sabe-se que a proteção deve atuar de forma a proteger a integridade dos elementos protegidos e isolar qualquer defeito, de modo que a corrente de curto seja eliminada. Portanto, para a maioria das faltas, o mais importante é retirar o elemento sob falta do sistema e reinseri-lo o mais rápido possível. Para isso a F.79 se mostra de grande valia na operação do sistema.

O religamento automático sempre atua sobre os dois disjuntores principais da LT. Um deles é chamado de líder e é o primeiro a ser fechado. O segundo é chamado de seguidor, e fecha após o fechamento do primeiro. A partida do religamento acontece quando o terminal líder vê 'barra viva' e 'linha morta', ou seja, a barra em que o disjuntor está conectado deve estar energizada e a sua LT associada deve estar desenergizada. O terminal seguidor fecha quando vê 'barra viva' e 'linha viva', ou seja, a barra em que o disjuntor está conectado deve estar energizada assim como sua LT associada.

A F.79 é utilizada respeitando algumas condições. Normalmente, ela não é usada em curto-trifásico, pois estes curtos não costumam ser temporários e são mais severos. Nos sistemas de transmissão, só há uma tentativa de religamento. Se ao religar, a falta não tenha sido eliminada, há nova abertura dos disjuntores e não há nova tentativa de religamento.

Para faltas consecutivas, que acontecem com pequeno intervalo de tempo entre elas, a F.79 possui mais uma limitação: só estará apta a uma nova atuação caso a nova falta ocorra após um tempo pré-ajustado decorrente da sua primeira atuação, chamado de tempo de guarda da F.79. Habitualmente trabalha-se com tempo de guarda próximo aos 15s.

O religamento automático não deve atuar quando há proteções de bloqueio sobre a linha.

2.5.6 Função *Check* de Sincronismo - F.25

Esta função é utilizada para garantir que os disjuntores responsáveis por energizar ou ligar um circuito só o façam se as condições de sincronismo forem atendidas. Essas condições são: diferença de tensão entra as fases, defasagem angular e diferença de frequência entre circuitos que serão interligados. A utilização dessa função contribui para a estabilidade do sistema.

2.5.7 Função de Bloqueio - F.86

Há certas situações em que é interessante que algumas manobras sejam impedidas de serem realizadas, para que não haja o comprometimento de algum equipamento ou para que se evite uma condição operacional desaconselhada. A F.86 é responsável por realizar esses bloqueios.

A atuação do relé 86 depende da forma em que foi ajustado a operar. Um exemplo comum de quando deve atuar um bloqueio é após atuação da proteção de um transformador, reator ou barramento (normalmente, proteção diferencial), visto que suas falhas internas não são temporárias, o equipamento deve ser bloqueado e o bloqueio desarmado após isolamento do equipamento por meio de suas chaves secionadoras.

Na lógica implementada no sistema de supervisão, proteção e controle, o desarme do bloqueio pode ser feito pelo Operador, desde que o defeito que originou o bloqueio seja isolado.

2.5.8 Função Proteção contra Falha de Disjuntor - F.50/62BF

Quando ocorre atuação da proteção, e a mesma envia comando de abertura a um disjuntor, a falha dessa abertura pode acarretar em sérios problemas para o sistema. Sem uma proteção específica para essa situação, uma falta pode perdurar por tempo demasiado, comprometendo a integridade de equipamentos.

A filosofia de atuação da proteção contra falha de disjuntor (*break fail* ou simplesmente atuação do BF) varia de acordo com o disjuntor em falha e com o arranjo do barramento em que esse disjuntor faz parte.

No arranjo Disjuntor e Meio, para falha do disjuntor de barra, a F.50/62BF envia comandos de abertura a todos os disjuntores conectados a essa barra, de modo a desenergizá-la, e ao disjuntor de meio, adjacente ao disjuntor em falha. Para falha do disjuntor de meio, é enviado comando de abertura para os dois disjuntores de barra adjacentes ao disjuntor de meio em falha, desenergizando todo o vão. Se esse vão se interliga a outro vão (por meio de uma LT ou um transformador, por exemplo), esse também receberá comando de abertura, de modo a desenergizar essa conexão.

No arranjo Barra Principal e Transferência ou no Barra Dupla a Disjuntor Duplo, em caso de falha de disjuntor, há envio de comando de disparo para os disjuntores conectados a mesma barra em que o disjuntor em falha está conectado, de modo a desenergizá-la.

No arranjo Barramento em Anel, a falha de um disjuntor gera envio de comando de abertura aos disjuntores adjacentes ao disjuntor em falha.

Junto à atuação de um BF há atuação de um ou mais bloqueios. Quaisquer equipamentos desligados devido a um BF só podem ser desbloqueados quando este BF é 'isolado', ou seja, quando o disjuntor em falha é isolado por suas secionadoras associadas.

2.5.9 Proteções Intrínsecas

Certos equipamentos necessitam de outras proteções além daquelas que preveem falhas elétricas. Transformadores e reatores possuem essas proteções adicionais. A mais comum entre eles é a proteção contra formação de gases no seu óleo isolante e baixo nível desse óleo. O Relé que monitora esse parâmetro e atua em caso de situação preocupante é o Relé Buchholz, chamado também de Relé 63, Relé de Gás ou F.63.

Transformadores e reatores também dispõem de outros dispositivos de proteção como válvula de alívio de pressão e medidores de temperatura de óleo e enrolamento (com autonomia de disparo de abertura de disjuntor, caso habilitado).

2.5.10 Outras Proteções

Pela importância dos equipamentos presentes em um sistema de transmissão, outras formas de proteção podem ser implementadas. Os transformadores, por exemplo, podem contar com sistemas de proteção contra incêndio.

Os BCS têm seu próprio sistema de proteção, concedido pelo fabricante. Sua lógica de atuação contempla o *by-pass* do banco em caso de falha de qualquer um dos seus componentes internos. Essa proteção também deve dar ordens de *by-pass* quando há faltas na LT associada ao banco, e esta será desligada. Vale lembrar que o banco sempre deve ser curto-circuitado antes do desligamento da LT. Também é possível habilitar um comando de reinserção automática para o BCS após a atuação de um religamento automático da linha.

3 Capítulo 3

Etapas da Operação de Sistemas de Transmissão

3.1 Pré-Operação

A pré-operação tem por objetivo lidar com as intervenções programadas que necessitam ser realizadas nos componentes do sistema de transmissão [3]. Elas surgem a partir de diversos motivos, desde a realização de atividades de manutenção corretiva em um equipamento, até desligamentos para possibilitar a expansão de uma subestação e a entrada de novos elementos ao sistema.

A necessidade de se programar uma intervenção pode vir por essas situações apresentadas, sendo elas de origem do Agente Acessado ou do Acessante. Como os equipamentos são todos conectados, eventualmente faz-se necessário o desligamento de um equipamento apenas para que seja possível desligar e trabalhar em um adjacente com condições de segurança atendidas.

Um serviço de pré-operação bem sucedido é aquele que é capaz de otimizar o agendamento das intervenções, visando sempre isenção ou pagamento mínimo de parcela variável, e passar ao tempo real todas as informações pertinentes a manobras que eventualmente serão realizadas pelos Operadores.

Toda intervenção de origem interna chega à pré-operação através de um documento interno enviado pelo homem da manutenção que será responsável pela execução do serviço (muitas vezes esse documento é chamado de Solicitação ou Pedido de Execução de Serviço). Este serviço pode ser previsto, isto é, já relacionado no cronograma anual de manutenção preventiva, ou não, como nos casos de realização de atividades de reparo em equipamentos que apresentem falhas.

Este documento passa por avaliação da pré-operação, onde será observado se a solicitação é condizente com o período requisitado, se as condições de segurança expostas são as de fato exigidas e outros itens pertinentes.

Dentro deste pedido, também deve estar caracterizado o tipo dessa intervenção, que varia de acordo com sua importância sistêmica. Para serviços mais importantes, essa solicitação também tem que ser aprovada pela equipe de pré-operação do ONS. Portanto, cabe a pré-operação do Agente de Transmissão, cadastrar as intervenções de relevância sistêmica no Sistema de Gestão de Intervenções (SGI) do ONS. Dentro do SGI se tem acesso ao

histórico de intervenções de todo o SIN - de acordo com o Agente e se já foi executada ou está em andamento.

As intervenções cadastradas no SGI possuem quatro tipos de classificação [17] [19]:

- Tipo 1: Intervenções em equipamentos que resultem em indisponibilidade ou em restrições operativas temporárias de Funções Transmissão.

- Tipo 2: Outros equipamentos elétricos que não são considerados FT, como disjuntores, secionadores e barramentos. Também se referem à indisponibilização de elementos da proteção que não tenham redundância. Intervenções para testes e ensaios de operação. Intervenções em equipamentos energizados que implicam elevação do risco de contingências múltiplas.

- Tipo 3: Afetam a disponibilidade dos sistemas de telecomunicação ou supervisório, que não tenham redundância. Também se enquadram no tipo 3 os serviços realizados em equipamento energizado (assim como serviços em linha energizada) e intervenções para testes e ensaios em equipamentos principais ou que afetam a rede de operação.

- Tipo 4: São as intervenções que surgem, devem ser cadastradas e executadas em tempo real e não se encaixam nos tipos anteriores. Também se referem aos elementos da proteção e telecomunicação que estejam trabalhando com redundância.

Essas intervenções também possuem prazo de cadastro de acordo com seu tipo e pode ser visto na tabela 3.1.

Tabela 3.1: Prazos normais para cadastro de intervenções no SGI [17]

Tipo	Prazo
1	30 dias
2	30 dias
3	2 dias
4	Tempo Real

Depois da caracterização do tipo, cadastram-se no SGI outros dados relativos à intervenção como nome/identificação do equipamento, data e período solicitado, descrição do serviço, condição de segurança etc.

Item importante do cadastramento no SGI é seu período solicitado, que pode ser diário ou contínuo. Um serviço diário é aquele que começa e termina no mesmo dia, encerrando a condição segurança ao final do tal dia. Em outras palavras, quando se desliga algum equipamento e ao final do dia este está pronto para ser ligado novamente. O serviço contínuo é aquele que começa em um dia e prossegue, terminando-o em outro dia, garantindo a condição de segurança por todo esse período, ou seja, o equipamento permanecerá desligado até o fim da duração do serviço cadastrado.

Resumidamente, o que determinará se a intervenção é diária ou contínua será a possibilidade do equipamento ser religado ao final do dia ou não. Por exemplo, para uma intervenção de 5 dias, em que o equipamento pode ser religado ao final do dia, é registrado uma intervenção com período solicitado diário. Dentro do documento interno do Agente utilizado para realização do serviço terão 5 Ordens de Serviço (OS). Cada OS será iniciada e finalizada no dia em questão. Assim o equipamento será desligado no início do primeiro dia, em seguida a equipe de manutenção no campo iniciará a OS e irá finalizá-la ao final do dia. Após o fim dessa OS, o equipamento será religado e o processo se repetirá no dia seguinte, até o quinto dia.

Se o serviço não permitir que o equipamento seja religado ao final do dia, o serviço será contínuo e constará de uma única OS, iniciada no primeiro dia e finalizada no quinto dia.

Como dito anteriormente, as solicitações de intervenções também podem ser de origem externa, vindas de outro Agente. Esse relacionamento entre os Agentes se dá na forma de diferentes documentos, utilizados para cada situação.

Quando um Agente necessita que outro Agente desligue seu equipamento ou realize algum tipo de manobra para atender a condição de segurança para a realização de seu trabalho, é enviado um documento intitulado Autorização para Intervenção em Equipamento de Interligação Desenergizado (AI).

Um exemplo de quando um Agente necessita enviar um AI para outro é ilustrado pela figura 3.1:
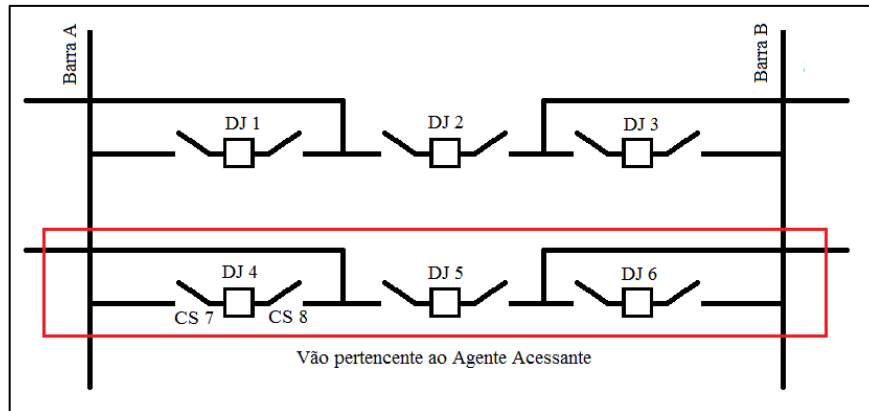
Figura 3.1: Diagrama unifilar barramento disjuntor e meio com Agente Acessante

Segundo o arranjo da figura 3.1, supondo que a subestação e as barras A e B pertençam ao Agente X. Caso esse Agente necessite realizar atividades de manutenção corretiva na barra A, ou a conexão de novo equipamento para ampliação da SE, esta barra deve ser desenergizada e isolada, ou seja, todos os disjuntores e secionadoras ligadas diretamente à barra devem estar abertos. Portanto o Agente Acessante precisa abrir seu disjuntor DJ 4 e sua secionadora CS 7. Nessa situação os Agentes Acessantes devem prover a condição de segurança para a realização desse trabalho. Para isso, o Agente X, que realizará a intervenção, cadastrará sua atividade no SGI e deve enviar AI aos outros Agentes, que por sua vez, cadastrarão seu equipamento a ser desligado no SGI, explicando o motivo de atendimento a terceiros, e aprovarão o AI, retornando-o ao Agente que o enviou.

Para serviços em equipamentos energizados, é utilizado outro documento chamado de Autorização para Trabalho em Equipamento de Interligação Energizado (ATEIE). Caso o serviço descrito anteriormente fosse feito com equipamento energizado, sem necessidade de desligamento, o Agente X enviaria um ATEIE para os Agentes Acessantes, e não um AI.

Outro documento utilizado entre os Agentes recebe o nome de Mensagem Operativa (MO). É utilizado para tratar de assuntos operacionais que não se enquadram nos documentos anteriores (AI e ATEIE), como por exemplo, uma solicitação de acesso à subestação para visita técnica de um Agente Acessante enviada ao Agente Acessado, ou quando um Agente (Acessante ou Acessado) realiza um serviço em seu equipamento que não envolva os outros, pois é desaconselhável a realização de qualquer atividade, com ou sem desligamento, sem ao menos o conhecimento de todos os Agentes presentes naquela subestação.

3.2 Operação em Tempo Real

Todos os conceitos e etapas apresentadas até então visam a excelência no desempenho da realização da operação em tempo real. Este tarefa é realizada dentro do centro de operação, o local que fornece ao Operador ferramentas e infraestrura que o permitem supervisionar, comandar e interagir com as entidades que ele é subordinado e as que são subordinadas a ele.

A remuneração dos Agentes de Transmissão se baseia na disponibilidade e continuidade dos serviços prestados. Portando, o alto desempenho da operação em tempo real dita a maximização do lucro de um Agente. Por isso, todos os elementos apresentados são considerados necessários e importantes para se realizar a operação do sistema.

Essa Operação é realizada em todo o SIN de maneira hierárquica [3], como pode ser visto na figura 2.2.
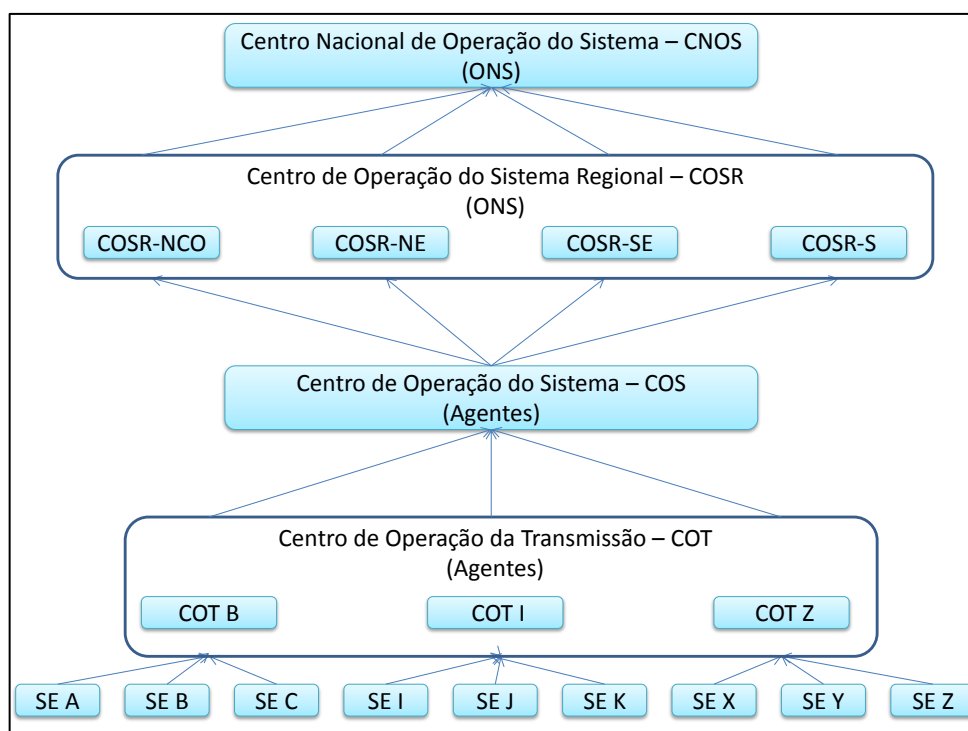
Figura 3.2: Hierarquia de Operação do SIN

Essa escala hierárquica está mais relacionada com a atribuição de responsabilidades do que com a execução da operação propriamente dita. Os Operadores de Sistema ficam alocados no COS, participam e são responsáveis pelo cotidiano da operação dos empreendimentos de seu encargo.

Os Centros de Operação da Transmissão (COT) são como centros de operação limitados, capazes apenas de realizar a operação de uma parte do sistema operado no COS. Usualmente, os COT compartilham o espaço físico de uma subestação, que é a concentradora de dados local. Isto quer dizer que os dados de supervisão de uma subestação, são enviados até uma subestação concentradora de dados, normalmente um COT. Outras subestações próximas também enviam seus dados ao seu COT correspondente. Os COT por sua vez encaminham esses dados ao COS.

Em caso de perda dos *links* de comunicação entre o COS e os COT, o COS perde a supervisão dos seus equipamentos e o COT passa a realizar a operação dos subsistemas de sua jurisdição. Se há perda dos *links* entre o COT e uma subestação, essa passa a ser operada localmente.

O COS representa a forma centralizada de se supervisionar e comandar o sistema. A supervisão também é passada às entidades acima do COS. Os Centros de Operação do Sistema Regional (COSR) do ONS recebem a supervisão da rede de transmissão dos COS de cada agente. E por fim o Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) é alimentado com as informações e dados dos COSR.

Além de receber a supervisão dos componentes do SIN, os COSR são responsáveis por coordenar a operação dos sistemas. O Operador do COS não pode realizar nenhuma manobra sem informar ao COSR responsável.

Por exemplo, um COS que opera empreendimentos nas regiões sul e nordeste do país, precisa comunicar e pedir autorização para realizar qualquer manobra ao COSR-S (quando essa manobra se referir aos empreendimentos localizados na região sul) e ao COSR-NE (da mesma forma, quando o equipamento a ser manobrado pertence a um empreendimento existente na região nordeste).

O relacionamento entre os COSR e o COS acontece das seguintes formas: solicitações operacionais do ONS, coordenação de um desligamento programado, coordenação de recomposição após desligamentos automáticos, informes operacionais ao ONS e outras situações pertinentes.

O ONS (através de um dos seus COSR) pode solicitar ao COS a inserção de um reator de barra no sistema, para diminuir a tensão local, pode requisitar o *by-pass* de um BCS de modo que a LT possa conduzir mais corrente em regime permanente ou pode pedir a comutação de *tap* de um transformador. Cabe ao Operador executar as manobras pertinentes a esses pedidos, e depois comunicar o sucesso delas.

Quando há desligamentos programados, o ONS já está ciente, pois se espera que esta intervenção já tenha sido agendada e aprovada por ele. O Operador irá então informar ao ONS o inicio da intervenção, irá solicitar autorização para manobrar cada disjuntor presente no plano de manobra e confirmará o sucesso em cada manobra. Quando o equipamento for entregue e devolvido pela manutenção, informará o fim da intervenção e procederá a normalização, solicitando autorização a cada manobra e confirmando-a.

Quando esse desligamento se refere a uma FT, dependendo da circunstância, pode haver desconto de PV relativo ao tempo em que a Função Transmissão foi interrompida, ou seja, o tempo em que ela ficou indisponível. Uma FT é considerada interrompida quando essa é retirada do sistema, desligada. No caso de LT e transformadores, considera-se como o momento em que a FT foi interrompida quando ocorre a abertura do primeiro terminal, ou seja, quando há interrupção de carregamento da LT ou no transformador. Considera-se a FT normalizada quando a mesma é inserida no sistema. Para LT e transformador, a normalização é considerada quando o segundo terminal é fechado (ou seja, quando há normalização no carregamento da LT ou no transformador).

Nos desligamentos automáticos, oriundos da atuação de uma proteção, é onde se exige mais do Operador. Nesse momento, ele deve ser capaz de distinguir a ocorrência sabendo se é possível ou não disponibilizar a FT interrompida. Essa disponibilização deve ser feita sempre o mais rápido possível, através dos *hot-lines* de comunicação com o ONS e só pode ser feita na ausência de condições impeditivas como proteções de bloqueio. A disponibilização só pode ser feita quando a FT está pronta para ser normalizada e só depende da manobra de seus disjuntores associados.

Quando a disponibilização é feita, cessa-se o desconto de PV.

Esses descontos são calculados por minuto, porém se a disponibilização é feita em até 1 minuto, não há cobrança de PV. Esse período de 1 minuto é considerado isento.

Para a disponibilização ser aceita, além da FT não estar sob ação de impeditivos, o Operador precisa normalizá-la em tempo inferior a 5 minutos após receber a autorização do ONS para normalizar a FT. Se a normalização não ocorrer nesse tempo a disponibilização não conta como fim da cobrança de PV. O desconto só irá parar quando a FT for normalizada ou disponibilizada outra vez.

Caso, após a disponibilização da FT, o ONS não autorize a reintegração por questões sistêmicas, o período compreendido entre o horário da disponibilização e a autorização do ONS para o retorno da FT não é imputado no cálculo de tempo de indisponibilidade.

A tabela 3.2 exemplifica como os tempos de indisponibilidade são calculados para casos distintos.

Tabela 3.2: Exemplos de tempos de indisponibilidades

Exemplos de Desligamentos de uma FT					
Hora do Desligamento	15:56	08:31	23:17	05:02	10:49
Hora da Disponibilização	15:57	08:32	23:18	05:05	11:51
Hora da Autorização para Normalização	16:01	08:32	23:19	05:20	12:33
Hora da Normalização	16:04	08:40	23:29	05:24	12:39
Tempo considerado de indisponibilidade para cobrança de PV	00:00	00:09	00:12	00:03	0:02 + 0:06 = 0:08

Fonte: exemplo criado pelo autor

Há um caso especial que o Operador não necessita realizar uma disponibilização, e que ele pode normalizar uma FT sem a coordenação com o ONS. Quando contemplado em manual de operação, há certas FT que possuem a forma de sua normalização chamada de recomposição fluente. Nessas circunstancias, para contingência simples, o Operador pode normalizar a FT sem coordenação (ou seja, sem comunicar e sem pedir autorização), e deve proceder a essa manobra em tempo inferior a 5 minutos para não sofrer penalização de PV. Vale ressaltar que a fluência só existe para certas FT pré-determinadas pelo ONS e que esta fluência acaba caso a contingência não seja simples ou qualquer outra condição operativa da fluência deixe de ser atendida. Quando isto ocorre, o Operador deve realizar a disponibilização e a normalização volta a ser coordenada.

Para realizar a normalização das FT (coordenada ou fluente) cumprindo essas premissas, o Operador precisa dispor de um robusto sistema de supervisão e controle. A perda de supervisão pode atrasar ou impedir o retorno de uma FT. Esse sistema é a ferramenta para todo o trabalho do Operador. Nele é possível visualizar todo o empreendimento e efetuar qualquer comando remoto necessário. Ele também registra e mostra todas as informações pertinentes a cada equipamento (*status* operativo, parâmetros analógicos...) além de alarmes informativos a eventos ocorridos.

Para a análise do sistema é possível encontrar no sistema supervisório quatro importantes tipos de listas, discriminadas por:

- Eventos: Essa extensa lista registra todo o histórico de eventos, desde atuação e normalização de alarmes, ação do operador como comutar *tap* de transformador ou qualquer ação relacionada ao Supervisório (como *logon* de usurário).

- Alarmes: Lista de todos os eventos definidos como alarmes. São de suma importância para o operador. O acesso a essa lista agiliza a normalização dos equipamentos do empreendimento.

- Analógicas: Fornecem todos os valores analógicos oriundos de medição - tensão, corrente e frequência.

- Digitais: Fornecem as informações digitais que representam o *status* dos equipamentos - ligado ou desligado, bloqueado ou não, ou qualquer outra informação definida por uma condição ou outra.

Todas essas atividades de operação são expostas em um Relatório Diário de Operação (RDO). Usualmente, nele consta a descrição do estado inicial dos empreendimentos operados e ao longo de sua extensão é descrito os eventos do dia, como desligamentos automáticos, atuação de alarmes, descrição de intervenções e passo a passo de manobras realizadas.

3.3 Pós-Operação

A pós-operação é responsável pela análise das ocorrências que surgem no COS. Através da elaboração de relatórios, é possível estudar e identificar falhas que geraram dificuldades na atuação do tempo real. É responsável também pelo histórico e as estatísticas das ocorrências, assim como o gerenciamento dos indicadores de desempenho da operação. De certa forma a pós-operação audita o trabalho do Tempo Real, sendo um *feedback* para o aprimoramento de sua tarefa [3].

Se o tempo real lida diretamente com as ocorrências, a pós-operação trabalha em contato com suas consequências. Quando há um desligamento, este é analisado pela pós-operação do Agente e do ONS. O Operador Nacional do Sistema possui um canal de comunicação com o Agente, em que ele apresenta a forma que analisou a ocorrência. Ao

Agente basta consistir ou contestar essa análise. Esse canal é um portal extranet e um dos sistemas utilizados pelo ONS para gerenciamento da operação, e se chama Sistema de Apuração da Transmissão (SATRA). Nele constam dados do desligamento como tipificação e horários, que são passíveis de consistência ou contestação, caso o Agente acredite que essa análise está equivocada.

No SATRA o ONS mostra se considera o desligamento passível ou não de cobrança de PV, além de caracterizar o tempo de indisponibilidade. É extremamente importante o conhecimento das regras de penalização de PV por parte da pós-operação, para que seja possível a realização de uma análise segura e uma eventual contestação bem fundamentada.

As penalizações acontecem quando há indisponibilidade de uma FT. Tal desconto é calculado por minuto e seu valor é igual ao valor da remuneração da FT por minuto vezes um fator multiplicativo que depende do tipo de desligamento [22].

Como dito, o Agente de Transmissão é remunerado anualmente através da RAP de acordo com o CPST. Esse valor é dividido em 12 parcelas, são pagas mensalmente e recebe o nome Pagamento Base (PB). Cada FT definida pelo CPST possui uma porcentagem de um todo, e em cima de cada porcentagem, a PB se divide para cada FT, como no exemplo a seguir.

$$RAP = R\$\ 120.000.000{,}00$$

$$PB = \frac{RAP}{12} = R\$\ 10.000.000{,}00$$

A tabela 3.3 apresenta uma exemplificação de como a PB se divide entre as FT.

Tabela 3.3: Valores de remuneração por mês de um empreendimento

FT	%	Remuneração por FT por Mês
LT 1 - 500 kV	25 %	R$ 2.500.000,00
LT 2 - 500 kV	25 %	R$ 2.500.000,00
LT 3 - 230 kV	20 %	R$ 2.000.000,00
Transformador 1 - 500/230 kV	7 %	R$ 700.000,00
Transformador 2 - 500/230 kV	7 %	R$ 700.000,00
Reator 1 - 500 kV	3 %	R$ 300.000,00
Reator 2 - 500 kV	3 %	R$ 300.000,00
BCS 1 - 500 kV	5 %	R$ 500.000,00
BCS 2 - 500 kV	5 %	R$ 500.000,00
Total	100 %	R$ 10.000.000,00

Fonte: exemplo criado pelo autor

A remuneração de cada FT por minuto é calculada a partir do valor mensal:

$$Remuneração/minuto = Remuneração/mês \ x \left(\frac{1}{n° \ de \ dias \ no \ mês}\right) \ x \ \left(\frac{1}{24h}\right) x \ \left(\frac{1}{60min}\right) \quad (3.1)$$

Para um mês de 30 dias, obtêm-se os valores referente a remuneração por minuto para o exemplo anterior, de acordo com a tabela 3.4 (observa-se também que o valor da remuneração por minuto, assim como o desconto de PV, varia de acordo com o número de dias no mês):

Tabela 3.4: Valores de remuneração por minuto de um empreendimento

FT	%	Remuneração por FT por Minuto
LT 1 - 500 kV	25 %	R$ 57,87
LT 2 - 500 kV	25 %	R$ 57,87
LT 3 - 230 kV	20 %	R$ 46,30
Transformador 1 - 500/230 kV	7 %	R$ 16,20
Transformador 2 - 500/230 kV	7 %	R$ 16,20
Reator 1 - 500 kV	3 %	R$ 6,94
Reator 2 - 500 kV	3 %	R$ 6,94
BCS 1 - 500 kV	5 %	R$ 11,57
BCS 2 - 500 kV	5 %	R$ 11,57
Total	100 %	R$ 231,48

Fonte: exemplo criado pelo autor

Para estabelecer o calculo de PV por minuto para cada FT basta caracterizar o fator multiplicativo variante com o tipo de desligamento. Os desligamentos são classificados de acordo com [18]. Os tipos de desligamento principais são:

· Desligamento Automático (DAU): São os desligamentos em advento de atuação da proteção. Seu fator multiplicativo para penalização por indisponibilidade é k = 150. Vale lembrar que indisponibilidades de FT com duração de até 1 minuto não são penalizadas em caso de normalização em até 4 minutos após autorização.

· Desligamento Programado (DPR): São os desligamentos cadastrados em período de regime normal no SGI (30 dias para desligamento de FT tipo 1), presentes no Programa Mensal de Intervenções do ONS (PMI). Seu fator multiplicativo é k = 10.

· Desligamento de Urgência (DUR): São os desligamentos que são cadastrados no SGI fora do regime normal. Caso o ONS tenha tempo hábil para coordenar ações de adequação sistêmica, este desligamento pode ser avaliado como um desligamento programado de urgência, com fator multiplicativo k = 10. Se não for possível, o Agente ainda sim terá seu desligamento autorizado, porém o fator multiplicativo nessa circunstância será k = 50.

· Desligamento de Emergência (DEM): São os desligamentos em que o Operador desliga sua FT sem cadastrar junto ao ONS, provavelmente em função da necessidade de preservar a integridade de seu equipamento (como no caso de aquecimento de um TC com risco de explosão). Para essas ocorrências, o fator multiplicativo é k = 150.

· Desligamento por Conveniência Operativa (DCO): São os desligamentos que ocorrem devido à solicitação do ONS. Esses desligamentos não são passíveis de cobrança de PV.

· Desligamento Cancelado pelo Agente (CAN): Essa é a classificação utilizada quando um desligamento programado pelo Agente é cancelado com tempo inferior a 5 dias antes do seu início. Nessa situação o fator multiplicativo é k = 10, porém a PV cobrada é reduzida a 20% do que seria cobrado caso o desligamento tivesse de fato ocorrido.

- Desligamento para Ampliação, Reforço e Melhoria (AMR): São os desligamentos programados para atendimento às intervenções para ampliação, reforço e melhoria nas instalações do SIN, presentes no PMI. Não são passíveis de desconto de PV.

- Desligamento em Aproveitamento (APP): São os desligamentos que aconteceriam por solicitação do ONS ou de outro Agente, em que se aproveita para realizar atividades de manutenção ou correções de pendências. Não são passíveis de desconto de PV.

Para os desligamentos com fator multiplicativo maior que k = 10, este fator será reduzido para k = 10 após o 300º minuto de indisponibilidade.

Para desligamentos programados, caso a intervenção atrase e a FT acumule um tempo de indisponibilidade maior que o programado, os minutos excedentes sofrerão desconto adicional de 50% além dos descontos normais. Porém desde que haja declaração prévia do Agente, no momento do cadastramento no SGI, de que o serviço depende de condições climáticas favoráveis, os atrasos ou cancelamentos em função de condições climáticas adversas são desconsiderados, desde que o agente comprove isto por relatório técnico com base em informações de organizações de pesquisas climáticas reconhecidas, sujeitas à avaliação do ONS.

Em intervenção para manutenção corretiva de FT que resulte em corte de carga em regime normal, a penalização de PV é acrescida de 10%.

Em desligamentos programados de FT conectadas a barramentos em anel ou disjuntor e meio, que há isolação da FT, o ONS pode solicitar a complementação do vão, ou seja, o fechamento dos disjuntores responsáveis por inserir ou retirar essa FT. Ao fazer isso, aumenta-se a confiabilidade sistêmica da SE (interesse do ONS), e o Agente é beneficiado com 50% de redução de desconto de PV nesse desligamento. É uma estratégia interessante do Operador, perguntar ao ONS se deseja que o vão seja complementado, para agregar ganho a todas as partes envolvidas. Cabe lembrar que para uma LT, a complementação de vão de um dos seus terminais já é suficiente para garantir a redução de PV.

Há certas situações que desligamentos não são passíveis de desconto de PV, e podem ser encontradas em sua totalidade em [21]. Abaixo se resume as situações mais comuns em que há isenção de PV:

- O desligamento de uma FT para garantia de segurança de terceiros é considerado isento de penalidade, caso o Agente comprove a necessidade da indisponibilização por meio de relatório.

- Todos os desligamentos ocorridos durante os 6 primeiros meses a partir da data de operação comercial da FT não sofrem descontos de PV. Esse período é chamado de período de carência da FT.

- Para as FT transformador e reator, há isenção de PV para as primeiras horas de indisponibilidade devido à falha interna ao equipamento principal da FT, desde que esse seja substituído por equipamento reserva. Caso o equipamento reserva se encontre na SE no momento da ocorrência, essa isenção é sobre o período de 3 horas, ou 72 horas caso o mesmo não se encontre na SE.

- Quando há queda de torre, há isenção de 20 horas (para uma ou mais torres derrubas) destinadas a detecção do local da queda, isolamento e mobilização de equipe de manutenção de linha, e mais 20 horas para o reparo de cada estrutura comprometida. Para o caso de queda de cabo ao solo e reposição de cadeia de isoladores o período de isenção é de 8 horas para reparo por cabo e estrutura. Nessas 3 situações há franquia por utilização de período noturno para localização da falha, e franquia por tempo adicional utilizado em função de dificuldade comprovada para acesso ao local do evento.

- Há franquia sobre o período de 8 horas por comprovação de ocorrência de tiros em cadeias de isoladores, quando comprovada a troca dos isoladores danificados por isoladores poliméricos.

Estas são as principais regras utilizadas pela pós-operação de um Agente de Transmissão para a análise de uma indisponibilidade. Após a consistência, ou o resultado da contestação no SATRA, é realizada a Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão (AMSE), onde é informada ao Agente a conversão do tempo de indisponibilidade considerado após ajustes, em valor de desconto de PV. Caso haja nova discordância por parte do Agente, uma nova contestação pode ser feita.

4 Capítulo 4

Exemplos de Aplicação e Estudo de Casos

Para melhorar o desempenho dos Operadores, muitos Agentes de Transmissão utilizam-se de ferramentas para auxiliar as tomadas de decisão na operação em tempo real. Uma dessas ferramentas utilizadas é o simulador de manobra, ou simulador de ocorrência, utilizado para propor situações próximas a realidade que o Operador irá encontrar no centro de operação.

A seguir serão expostos exemplos de ocorrências implementadas no simulador de manobras utilizado pela Omega Operação e Manutenção de Linhas de Transmissão S.A.

A Omega é uma empresa que presta serviço de operação e manutenção para as empresas que detém as concessões de transmissão.

4.1 Exemplo 1: Desligamento automático do autotransformador TR-5 525/440/13,8 kV da SE Assis por atuação do Relé Buchholz

4.1.1 Contextualização

A subestação de Assis-SP (SE ASS) pertence ao Agente CTEEP. Possui um setor de 440 kV e um de 525 kV, este último, todo pertencente ao Agente Acessante TAESA. Esses dois barramentos se apresentam no arranjo Disjuntor e Meio. A OMEGA presta serviços de O&M para a TAESA. Esse exercício é atribuído aos seus Operadores em seus treinamentos de certificação.

A configuração normal da SE ASS pode ser visto na figura 4.1.
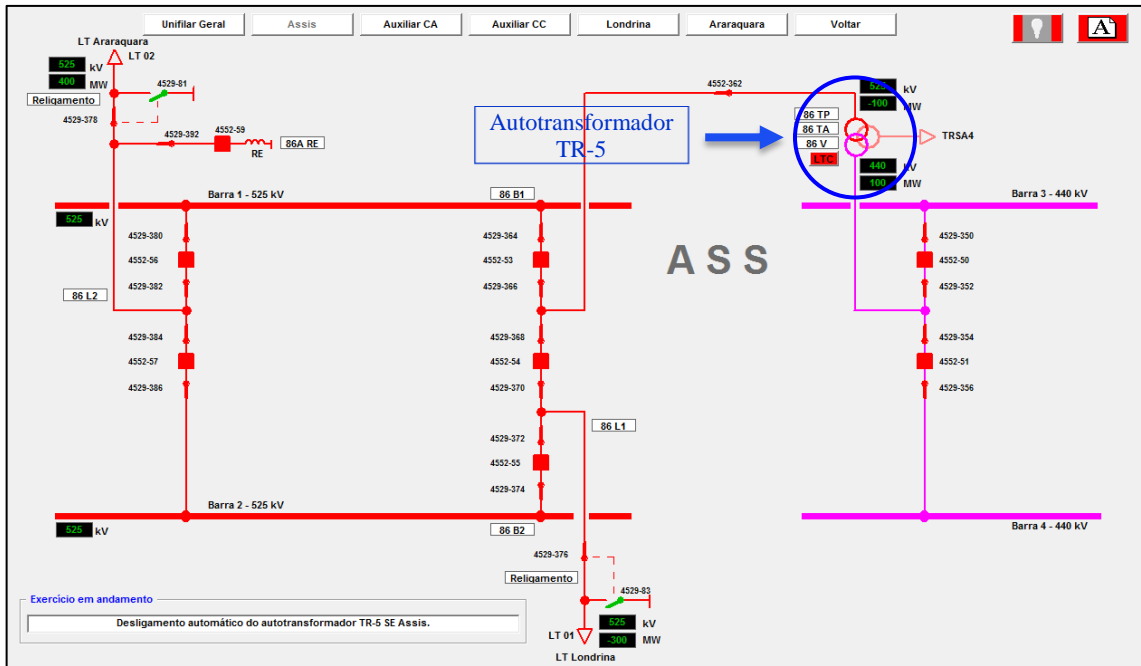
Figura 4.1: Configuração normal da SE Assis

Todos os equipamentos que aparecem nas telas dos exercícios pertencem a TAESA, e a operação deles é de responsabilidade do Operador da OMEGA, com exceção das Barras 3 e 4 de 440 kV.

4.1.2 Exercício

Esse exercício traz uma ocorrência de desligamento do autotransformador TR-5 por atuação da função 63 (relé buchholz). Quando o exercício é iniciado, um comando de abertura para os disjuntores responsáveis por desligar e desenergizar o autotransformador é enviado. Também há atuação da função 86 (relé de bloqueio) sobre o transformador, que impede a manobra nos seus disjuntores associados, a menos que o autotransformador seja isolado. A atuação dessas proteções pode ser visualizada nas figuras 4.2 e 4.3.
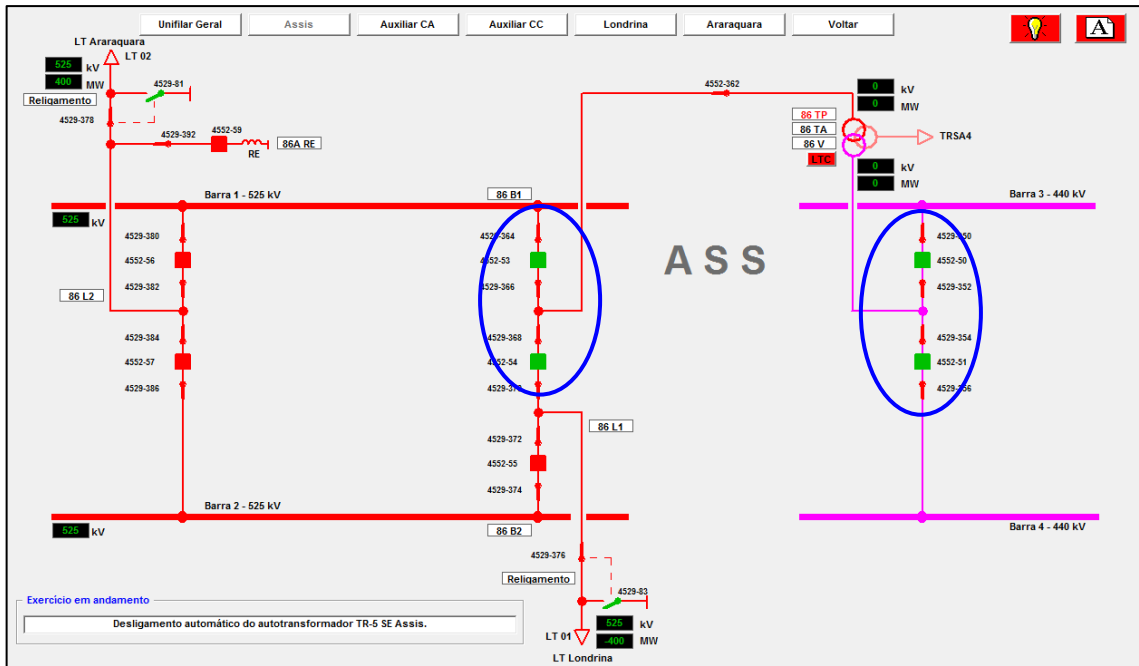
Figura 4.2: Configuração da SE Assis após ocorrência proposta

Data e Hora	Estação	Descrição	Mensagem
04/09/2012 16:15:25	ASS	TRAFO ATR5 - F.86P BLOQUEIO	ATUADO
04/09/2012 16:15:25	ASS	TRAFO ATR5 - F.63 BUCHHOLZ	ATUADO
04/09/2012 16:15:25	ASSIS	RELÉ DE BLOQUEIO ASS 86TP	ATUADO
04/09/2012 16:15:25	ASSIS-AUX_CA	DISJUNTOR ASS 52-E1	ABERTO
04/09/2012 16:15:25	ASSIS-AUX_CA	DISJUNTOR ASS 52-2	FECHADO
04/09/2012 16:15:25	ASSIS-AUX_CA	DISJUNTOR ASS 52-G1	FECHADO
04/09/2012 16:15:25	ASSIS-AUX_CA	DISJUNTOR ASS 52CB-3	ABERTO
04/09/2012 16:15:25	ASSIS-AUX_CA	DISJUNTOR ASS 52-3	ABERTO
04/09/2012 16:15:25	ASSIS	DISJUNTOR ASS 4552-51	ABERTO
04/09/2012 16:15:25	ASSIS	DISJUNTOR ASS 4552-50	ABERTO
04/09/2012 16:15:25	ASSIS	DISJUNTOR ASS 4552-54	ABERTO
04/09/2012 16:15:25	ASSIS	DISJUNTOR ASS 4552-53	ABERTO

Figura 4.3: Alarmes atuados após ocorrência

4.1.3 Manobras

Antes de executar qualquer manobra, o Operador deve proceder de acordo com o sequencial exposto na tabela 4.1.

Tabela 4.1: Sequência de ações prioritárias a serem tomadas

Ordem da Ação	Ação	Motivo da Ação	Consequência da Ação
1	Solicitar mantenedor da SE ASS inspeção em equipamento.	O mantenedor deve averiguar se há de fato baixo nível de óleo ou formação de gases. Em caso de confirmação deve solicitar isolação do autotransformador.	Mantenedor confirma atuação do relé 63 e informa que o autotransformador permanecerá indisponível.
2	Informar COSR-SE sobre ocorrência.	Necessidade de informar ao ONS assim que uma ocorrência acontecer.	COSR-SE ciente da ocorrência.
3	Solicitar autorização para isolar equipamento.	Solicitação do mantenedor.	Autorização do COSR-SE a abertura das secionadoras responsáveis pelo isolamento do autotransformador.

Após autorização concedida, deve executar as manobras de chave. Como o equipamento está desenergizado não há ordem pré-estabelecida para abertura das secionadoras.

O Operador então deve clicar em cada chave, e através do *pop-up* de comando, enviar comando de abertura das chaves (figuras 4.4 e 4.5).
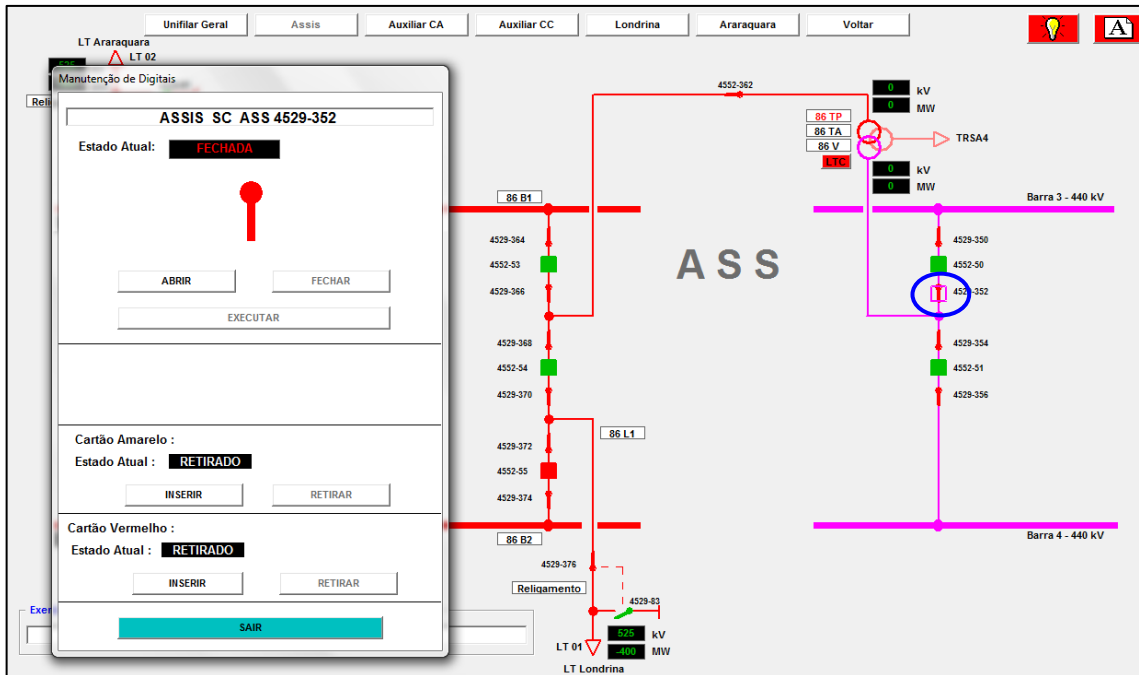
Figura 4.4: Seleção de chave a ser aberta por meio do *pop-up* de comando
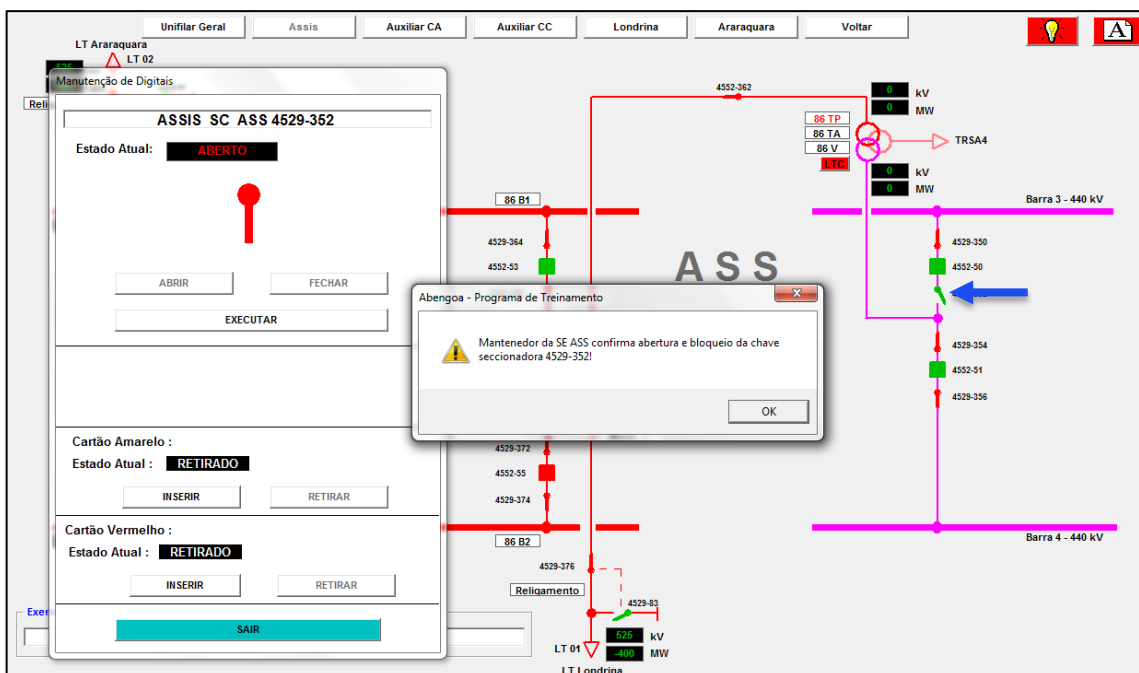
Figura 4.5: Abertura da secionadora 4529-352

Após a execução do comando, surge uma caixa de texto informando que o mantenedor confirma visualmente a abertura dos três polos da secionadora, e em seguida executa seu bloqueio, desconectando o motor de acionamento mecânico da chave. Esse procedimento faz parte da condição de segurança para trabalhar no autotransformador.

Em seguida o processo se repete para as duas outras chaves, e o autotransformador TR-5 estará isolado, como mostra a figura 4.6.
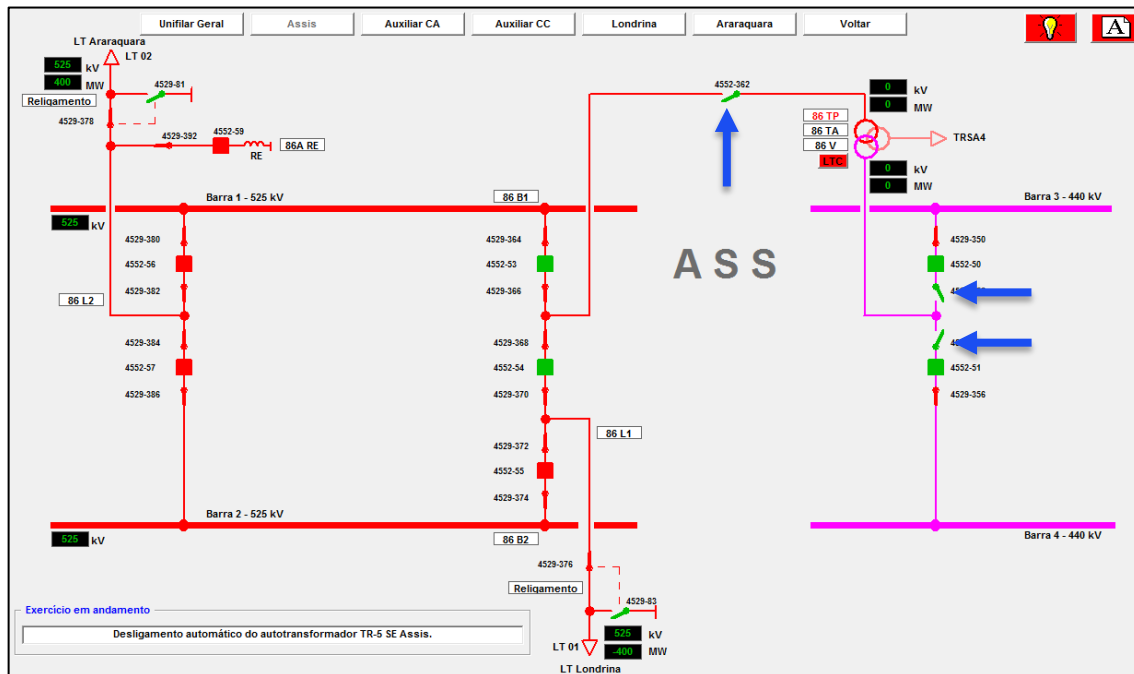
Figura 4.6: Configuração da SE ASS após abertura das chaves responsáveis por isolar o transformador.

Após o isolamento efetuado, o equipamento em falha é entregue à equipe de manutenção. Espera-se que o Operador questione o COSR-SE sobre sua intenção em complementar o vão. Se a complementação for solicitada, a PV por indisponibilidade do transformador será reduzida à metade.

Após autorização do COSR-SE para complementação de vão, deve-se fechar os disjuntor de barra e depois o de meio, vide figuras 4.7, 4.8, 4.9 e 4.10.
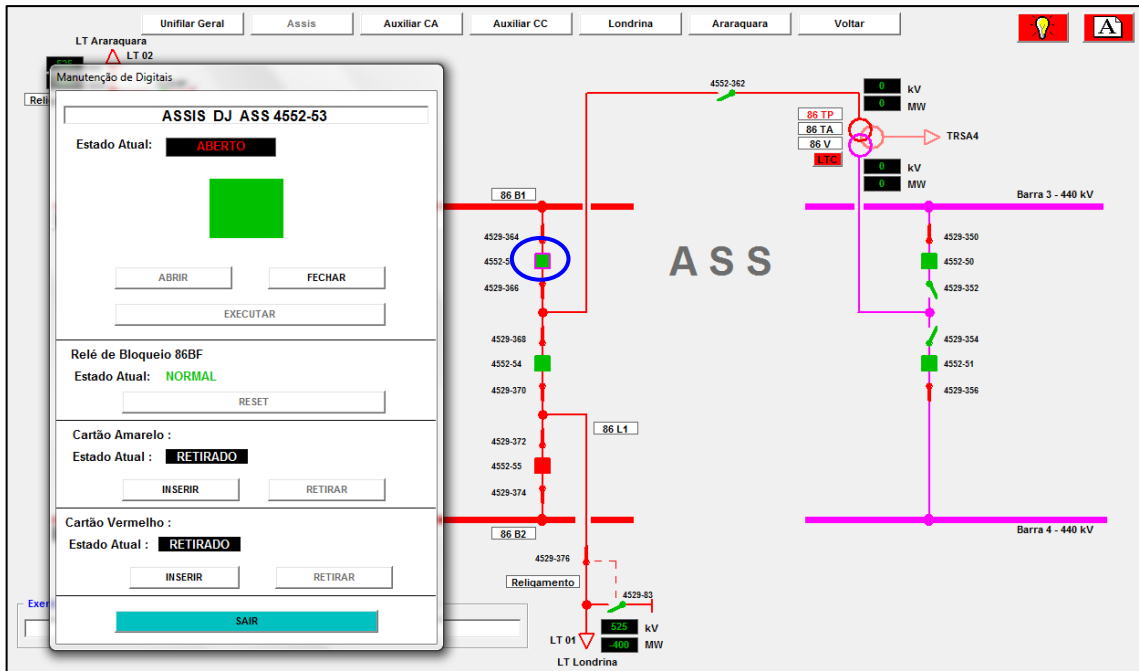
Figura 4.7: Seleção do disjuntor de barra 4552-53 a fim de complementar o vão da SE ASS
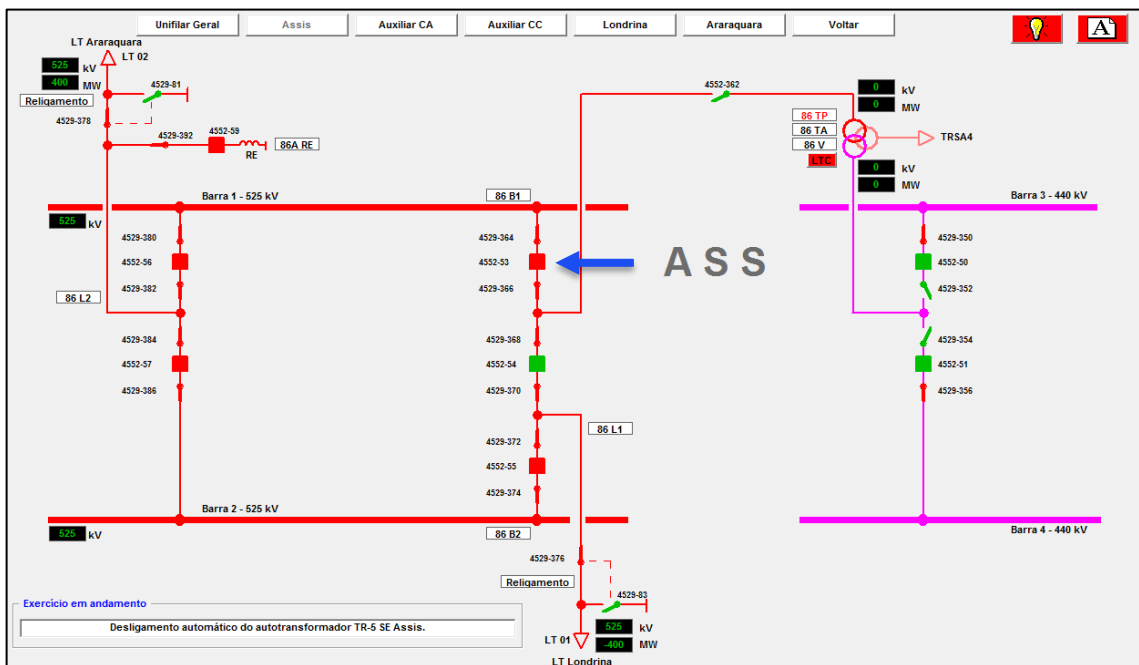
Figura 4.8: Configuração após fechamento do disjuntor 4552-53
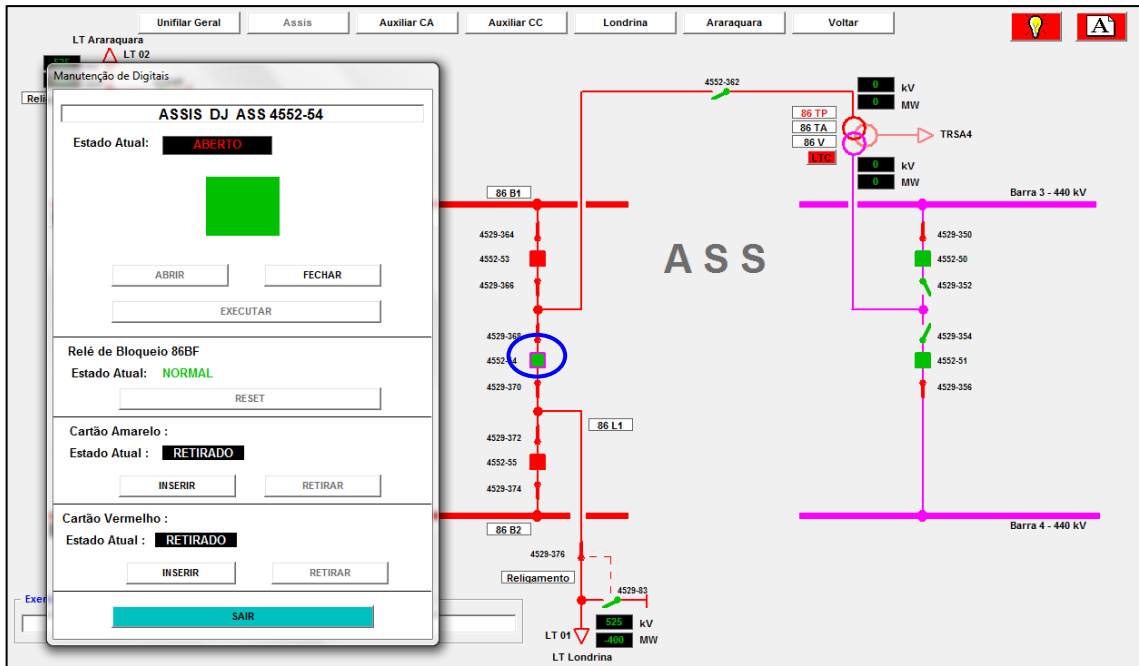
Figura 4.9: Seleção do disjuntor de meio 4552-54 a fim de complementar o vão da SE ASS
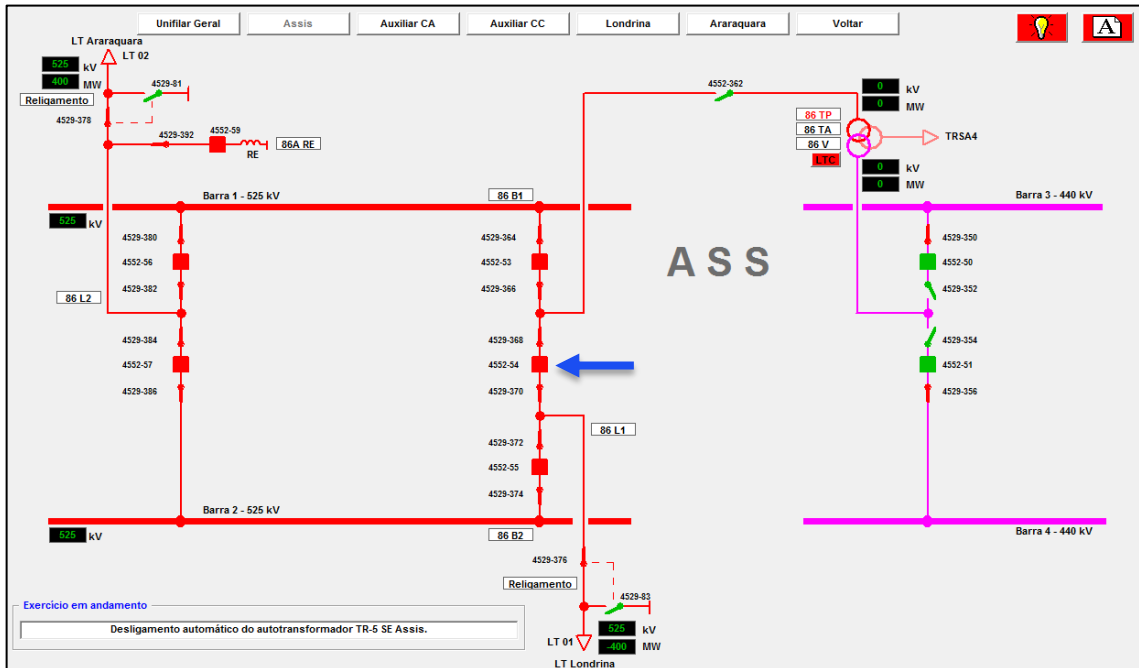
Figura 4.10: Configuração da SE ASS após complementação do vão

Por fim, informa-se ao COSR-SE o sucesso na manobra dos disjuntores e consequentemente a complementação do vão de 525 kV da SE Assis, encerrando assim esse exercício.

No simulador, as ações verbais executadas pelo Operador são feitas selecionando a caixa de ações no canto superior esquerdo da tela, ao lado do *box* que abre os alarmes - figuras 4.11 e 4.12.
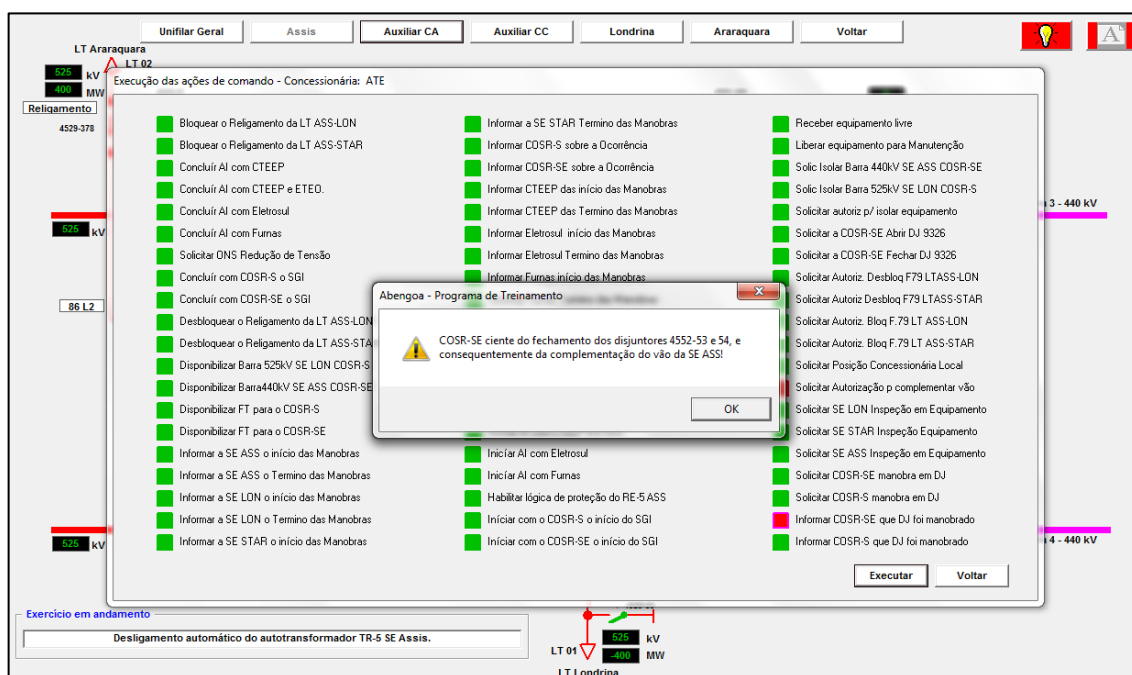
Figura 4.11: Seleção da ação 'informar COSR-SE que disjuntor foi manobrado'
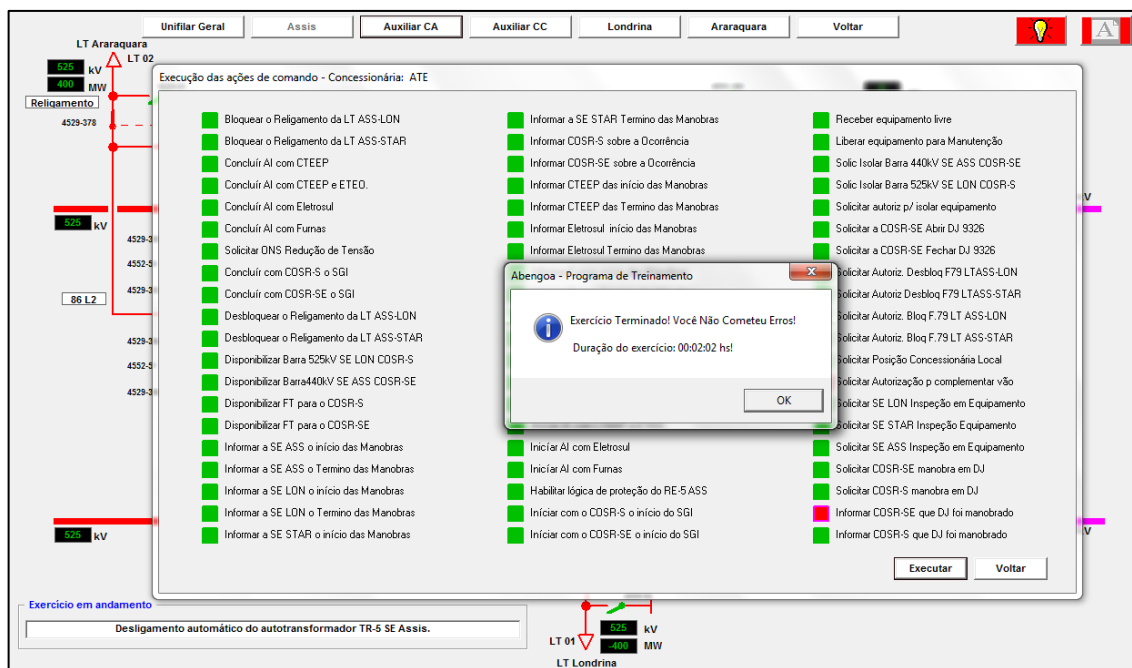
Figura 4.12: Informe de conclusão de exercício

4.1.4 Observações Finais

Nesse exercício foi omitido propositalmente um passo: a ação a ser tomada após a comunicação da ocorrência ao COSR-SE seria a solicitação para desabilitar o religamento automático da LT 525 kV Assis-Londrina, presente no mesmo vão que o autotransformador TR-5 que apresentou falha e se encontra no barramento de 525 kV da SE Assis. Essa medida deve ser tomada baseada na determinação do manual de operação dos equipamentos operados pela OMEGA.

Com a ausência do transformador, uma situação operacional desaconselhável pode vir a acontecer no caso de uma contingência simples específica: desligamento da LT 525 kV Assis-Londrina. O esquema de religamento automático dessa LT foi implementado da seguinte maneira: o disjuntor de barra da SE Assis é o terminal líder, e o disjuntor de barra da SE Londrina (também no arranjo Disjuntor e Meio) é o terminal seguidor. Portanto caso ocorra desligamento da LT nesse momento de ausência do transformador, com a atuação do religamento automático, durante o pequeno instante de tempo em que o terminal de Assis está ligado e o terminal de Londrina está desligado, a LT 525 kV Araraquara-Assis estará em série com a LT Assis-Londrina, resultando em uma LT de grande extensão com um de seus terminais abertos. O efeito *Ferranti* que aparece nesse momento é considerado perigoso para

os equipamentos, por isso é previsto no manual de operação desses equipamentos que na indisponibilidade do transformador, o religamento da LT Assis-Londrina deve ser bloqueado.

4.2 Exemplo 2: Manobras de Utilização de Disjuntor de Interligação em Arranjo Barra Principal e Transferência com Chave Seletora de Barra.

4.2.1 Contextualização

O exercício simula as manobras na SE Itacaiúnas-PA (SE IN), no seu barramento de 230 kV. Essa subestação possui dois setores, um de 500 kV (figura 4.13) e outro de 230 kV (figura 4.14), e toda a subestação e equipamentos presentes pertencem a TAESA e são operados e mantidos pela OMEGA. Essa subestação é de grande importância, pois está ligada diretamente à subestação de Colinas-TO (propriedade da ELETRONORTE), primeira subestação das interligações Norte-Nordeste e Norte-Sul, por meio da LT 500 kV Itacaiúnas-Colinas.
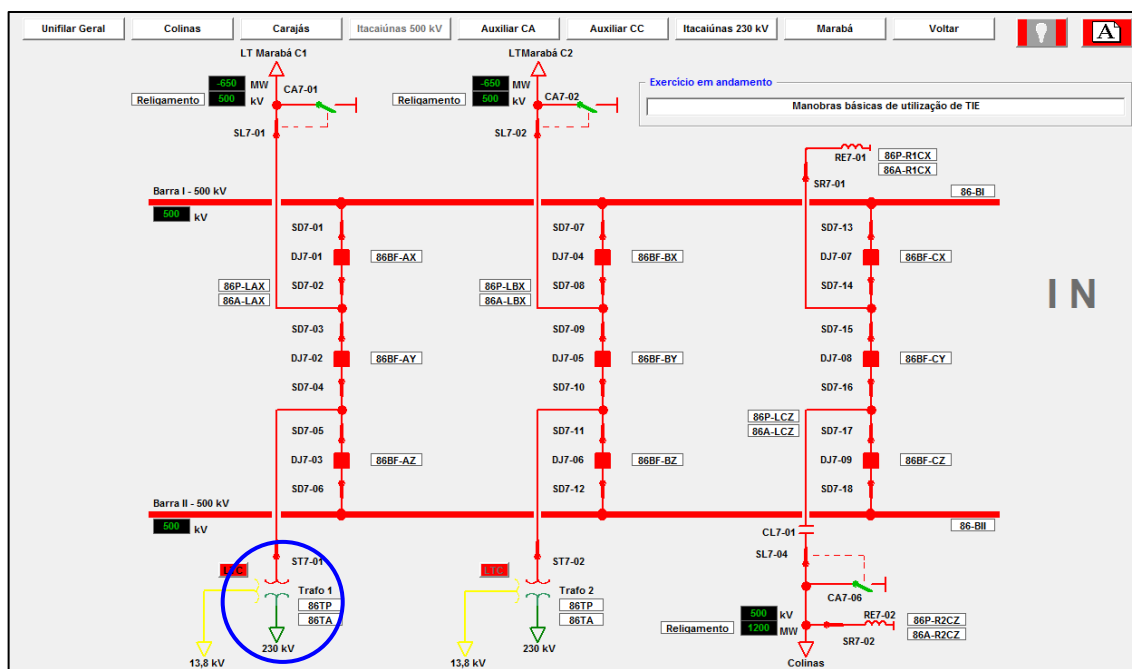
Figura 4.13: Configuração normal do setor 500 kV da SE IN
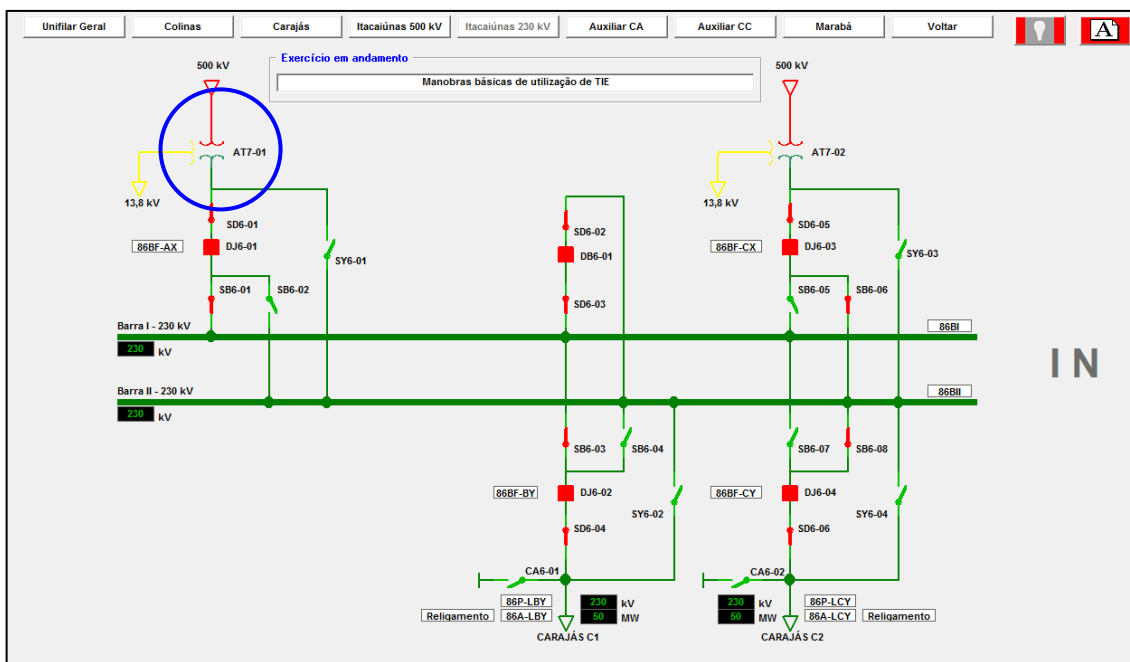
Figura 4.14: Configuração normal do setor 230 kV da SE IN

4.2.2 Exercício

Esse exercício não contempla as ações verbais tomadas pelo Operador propositalmente. O objetivo deste é exclusivamente habituar o Operador com as manobras em arranjo do tipo Barra Principal e Transferência com chave seletora de barra.

Na operação normal do Setor de 230 kV, o autotransformador AT7-01 500/230/13,8 kV e a LT 230 kV Itacaiúnas-Carajás Circuito 1 ficam conectados diretamente a Barra I, enquanto que o autotransformador AT7-02 500/230/13,8 kV e a LT 230 kV Itacaiúnas-Carajás Circuito 2 ficam conectados diretamente a Barra II. O disjuntor de interligação trabalha normalmente fechado.

É proposta, nesse exercício, a utilização do disjuntor de interligação de barras em substituição ao disjuntor que conecta o lado de baixa do autotransformador AT7-01 a Barra I.

4.2.3 Manobras

As primeiras manobras a serem realizadas são as de transferência de todos os equipamentos conectados a Barra II para a Barra I. Antes de qualquer manobra de utilização de *tie*, uma barra deve estar energizada, mas sem nenhum equipamento conectado diretamente a ela.

Para isso, fecha-se a secionadora seletora de barra SB6-07 que estava aberta (figuras 4.15 e 4.16) (nesse instante as duas seletoras de barra estarão em paralelo) e em seguida abre-se a seletora que originalmente estava fechada (figuras 4.17 e 4.18).
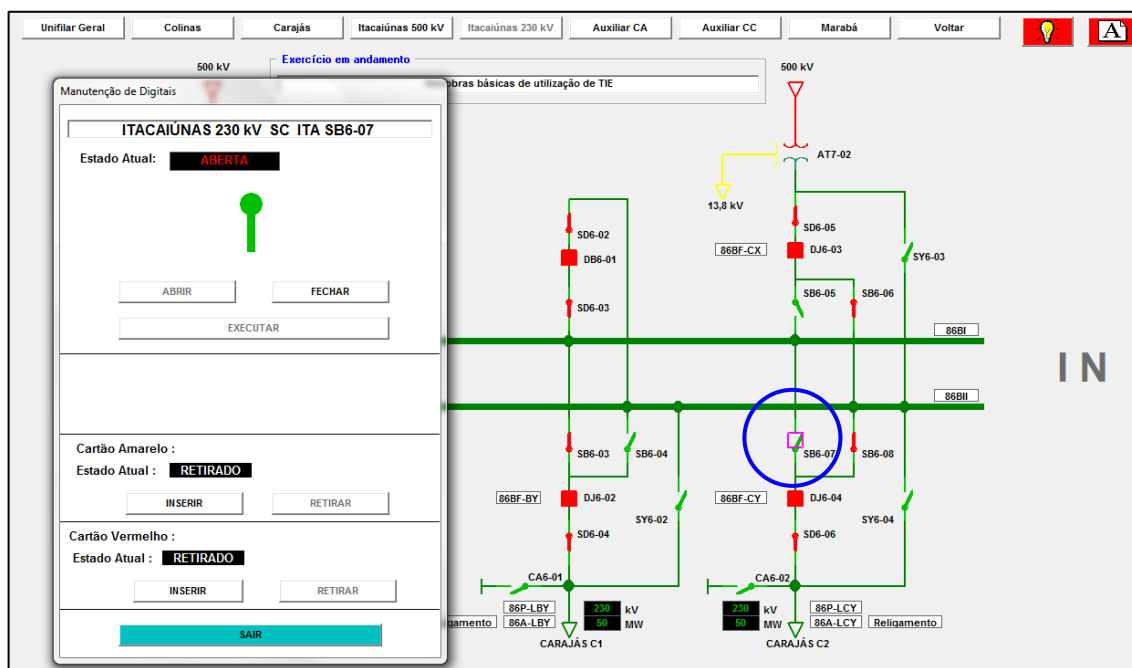
Figura 4.15: Seleção da chave secionadora seletora de barra SB6-07 que estava aberta
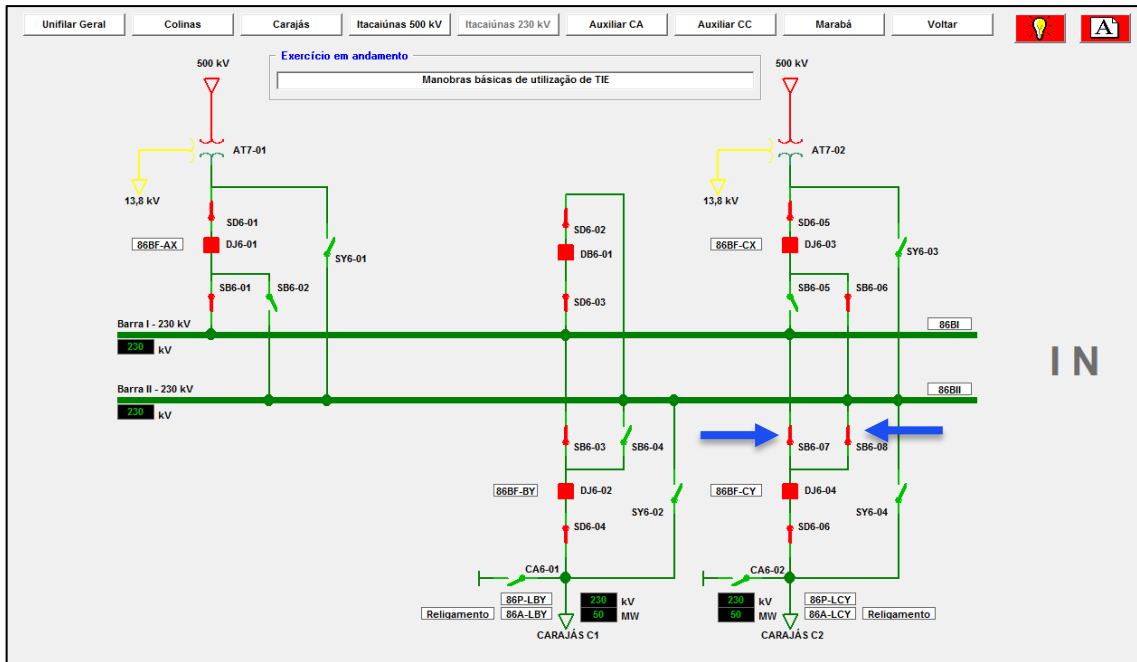
Figura 4.16: Configuração após fechamento da chave SB6-07. Nesse momento esta chave fica em paralelo com a SB6-08
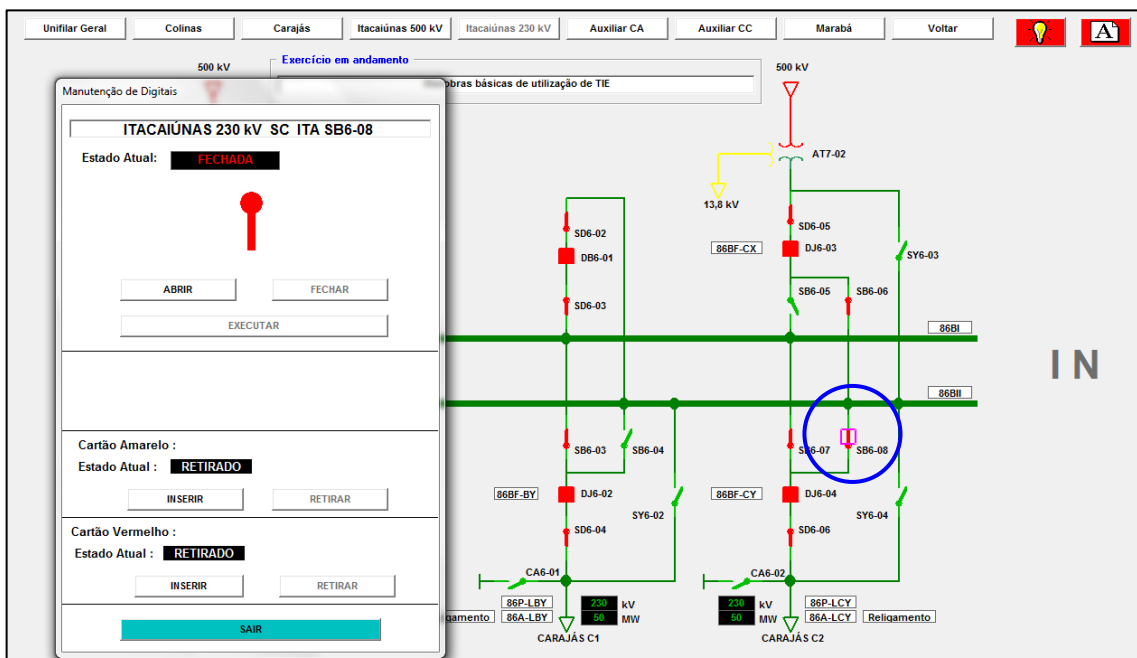
Figura 4.17: Seleção da chave secionadora seletora de barra SB6-08 que estava fechada
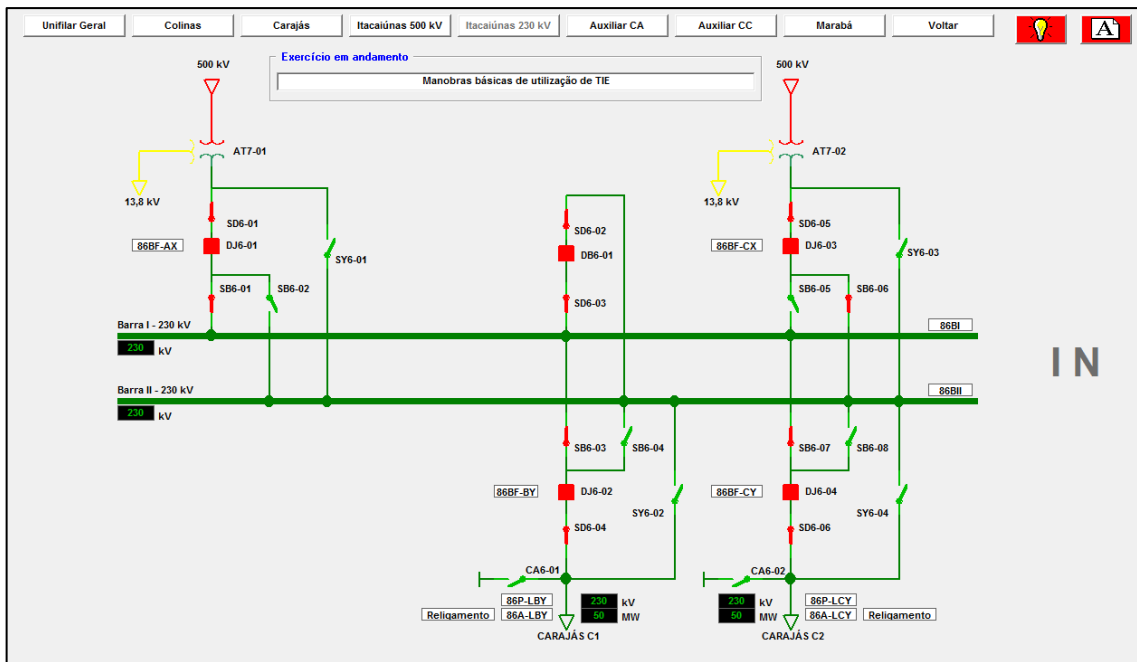
Figura 4.18: Configuração após abertura da chave SB6-08. Nesse momento a LT que chega de Carajás está conectada a Barra I.

O mesmo processo se repete para o vão do lado de baixa do autotransformador AT7-02, resultando na configuração do setor de 230 kV vista na figura 4.19.
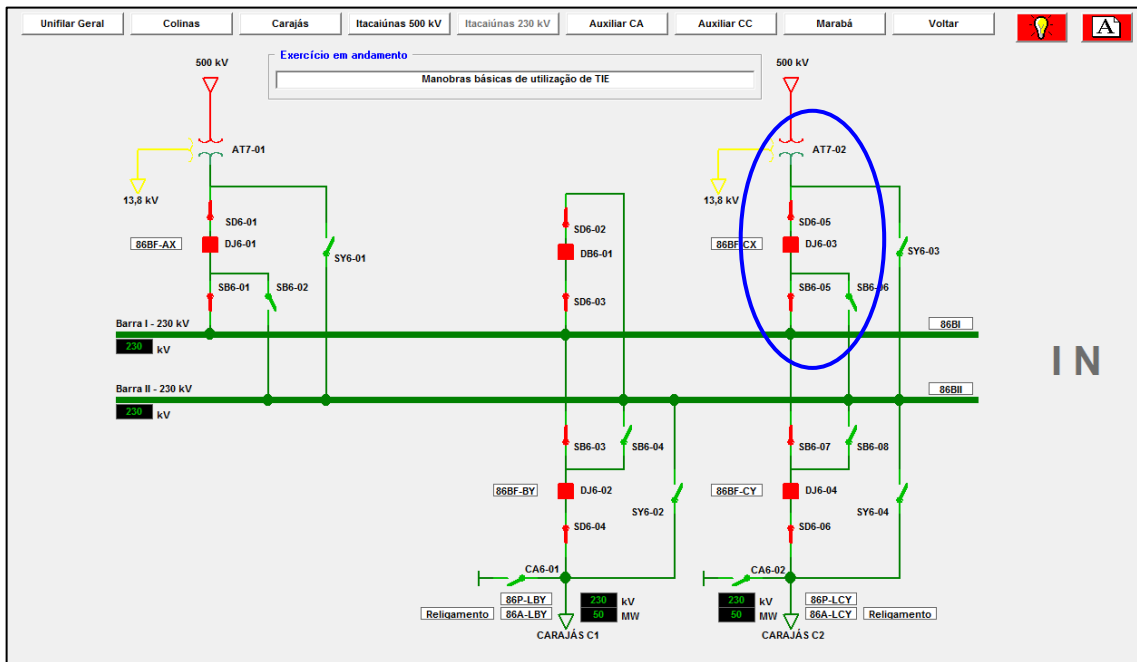
Figura 4.19: Configuração do setor de 230 kV da SE IN após mudança da conexão do lado de baixa do autotransformador AT7-02 da Barra II para Barra I.

Nesse momento todos os equipamentos estão conectados à Barra I, e a Barra II está livre. O próximo passo para utilizar o *tie* é fechar a secionadora de *by-pass* SY6-01, colocando o *tie* em paralelo com o disjuntor de barra DJ6-01. Porém essa manobra ainda não é possível, pois no sistema de supervisão e controle há uma lógica de intertravamento que impede a manobra da secionadora de *by-pass*. Para habilitar a chave para ser manobrada, antes, deve-se por as proteções associadas ao DJ6-01 em transferência (para também enviarem comando de abertura para o *tie*). Nas telas do sistema supervisório real, coloca-se a proteção em transferência através do *pop-up* de comando do disjuntor. No simulador essa ação será realizada como uma ação verbal, presente na caixa de ações.
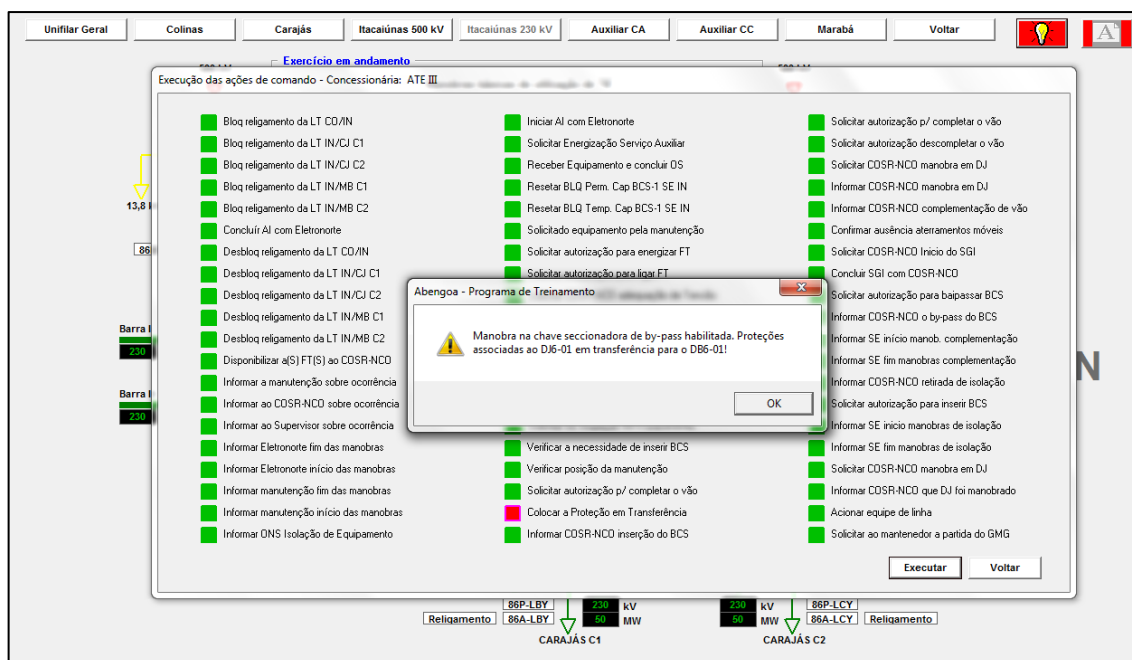
Figura 4.20: Ação de passar a lógica de proteção do DJ6-01 para ‘em transferência’

Agora a secionadora de *by-pass* está habilitada e pode ser fechada. As manobras de fechamento dessa chave podem ser visualizadas nas figuras 4.21 e 4.22.
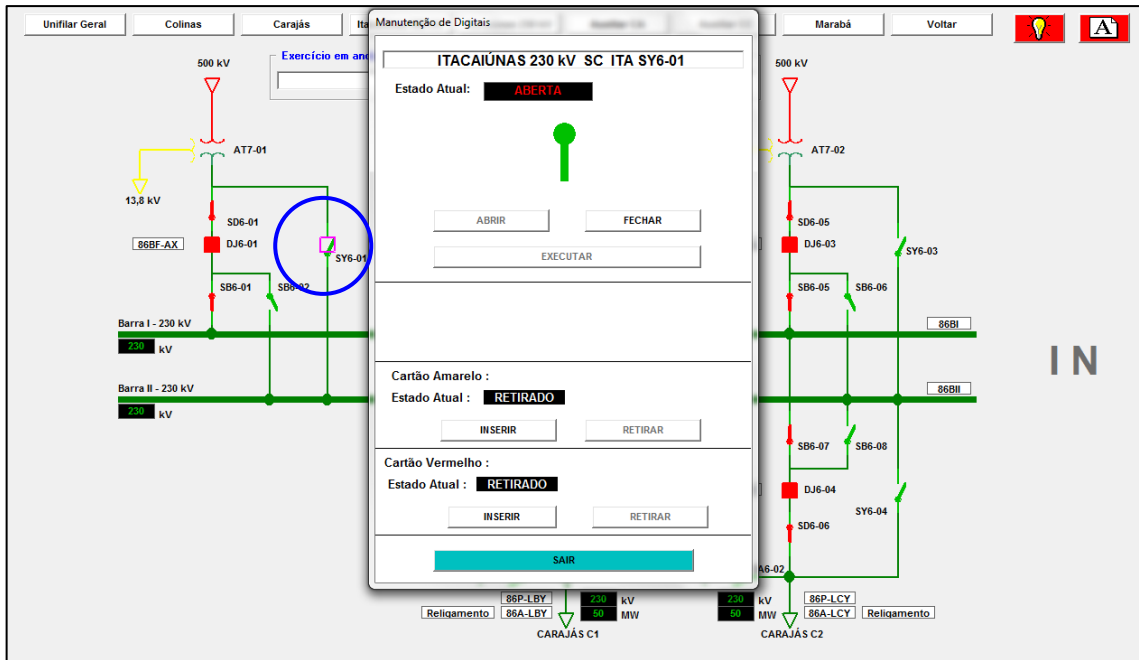
Figura 4.21: Seleção da chave secionadora de *by-pass* SY6-01 que estava aberta
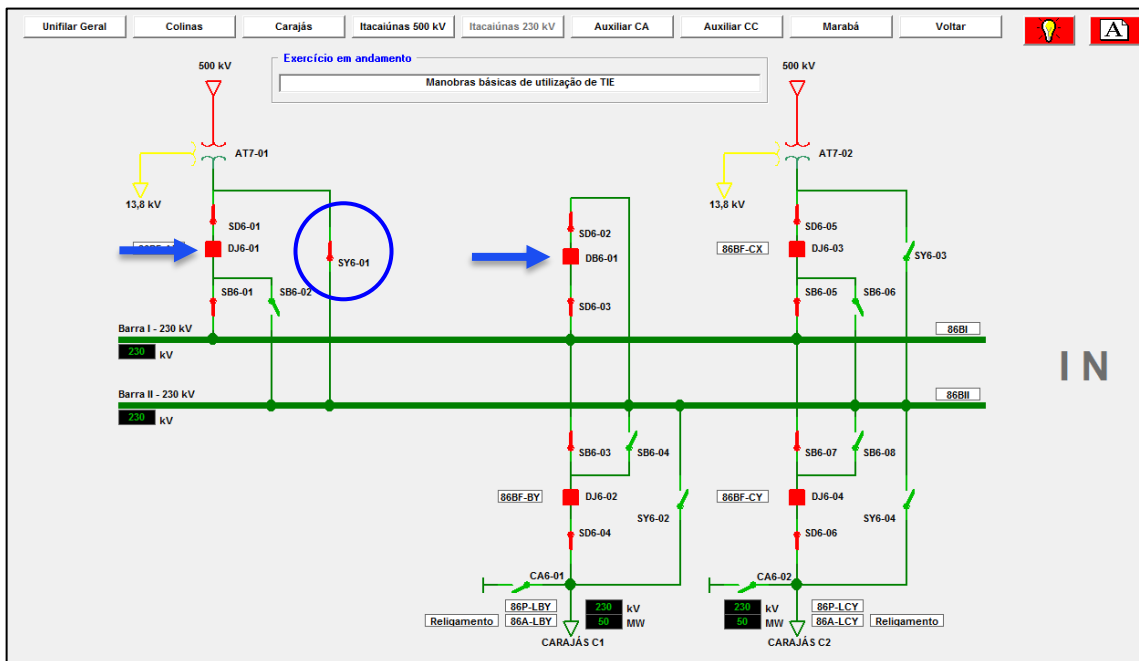
Figura 4.22: Configuração após fechamento da chave SY6-01. Nesse momento o disjuntor DJ6-01 fica em paralelo com a DB6-01 (*tie*)

Por fim, deve-se abrir o DJ6-01, liberando o vão com a proteção transferida e com o *tie* sendo usado como disjuntor de baixa do autotransformador AT7-01 (figuras 4.23, 4.24 e 4.25). A figura 4.26 mostra a configuração do setor de 230 kV da SE IN após a conclusão das manobras e consequentemente do exercício.
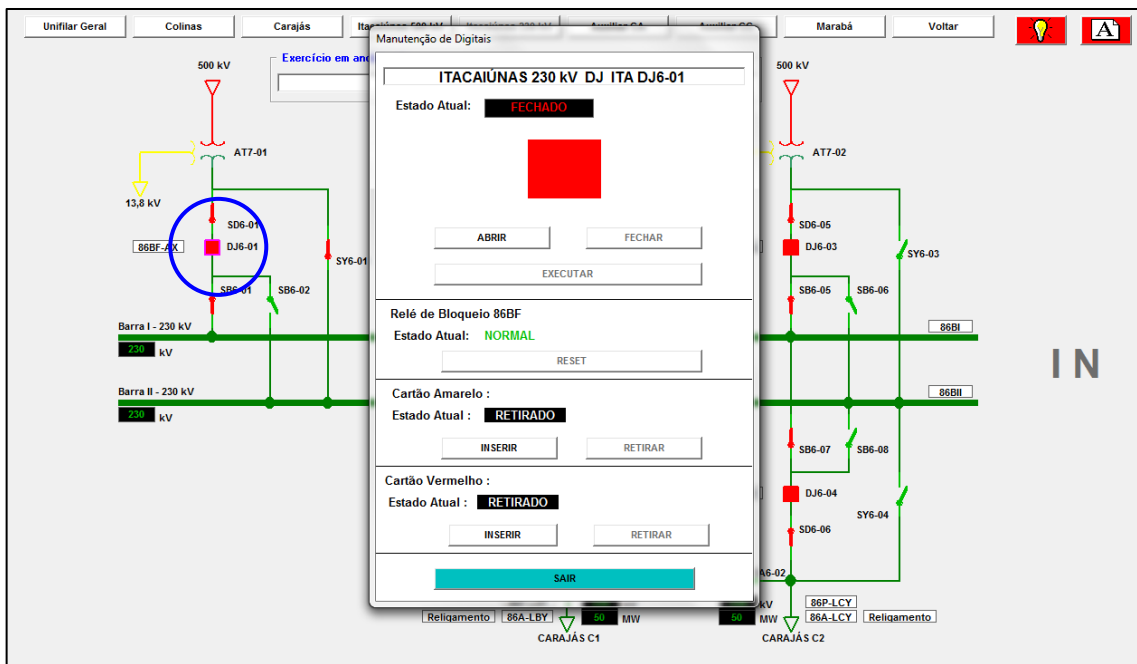
Figura 4.23: Seleção do disjuntor DJ6-01 que estava fechado
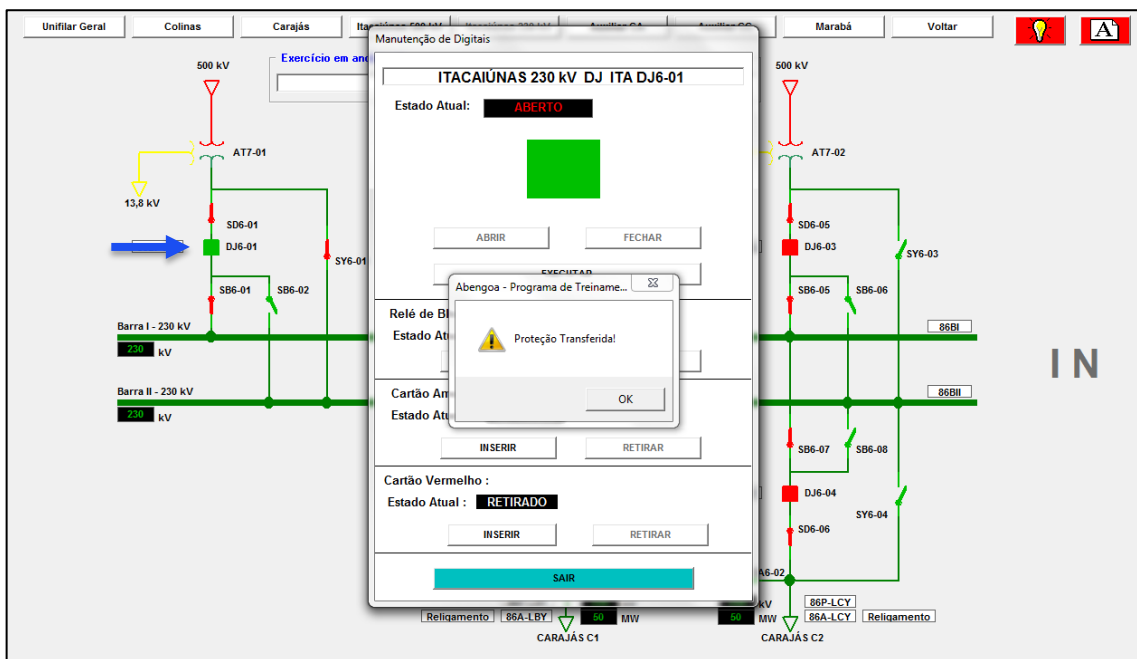
Figura 4.24: Abertura do disjuntor DJ6-01 com informe de lógica de proteção transferida
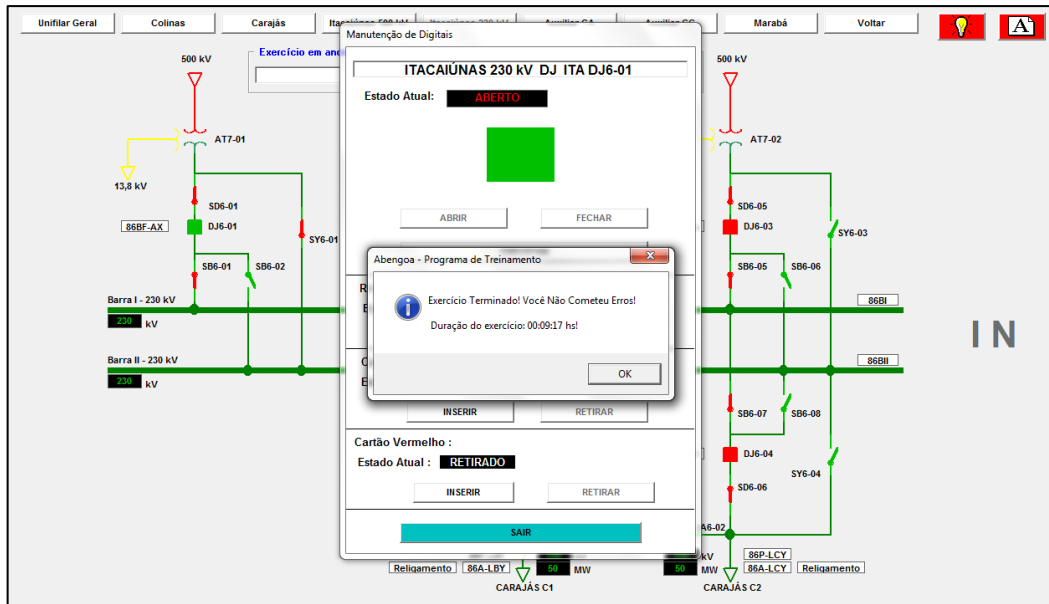
Figura 4.25: Informe de conclusão de exercício
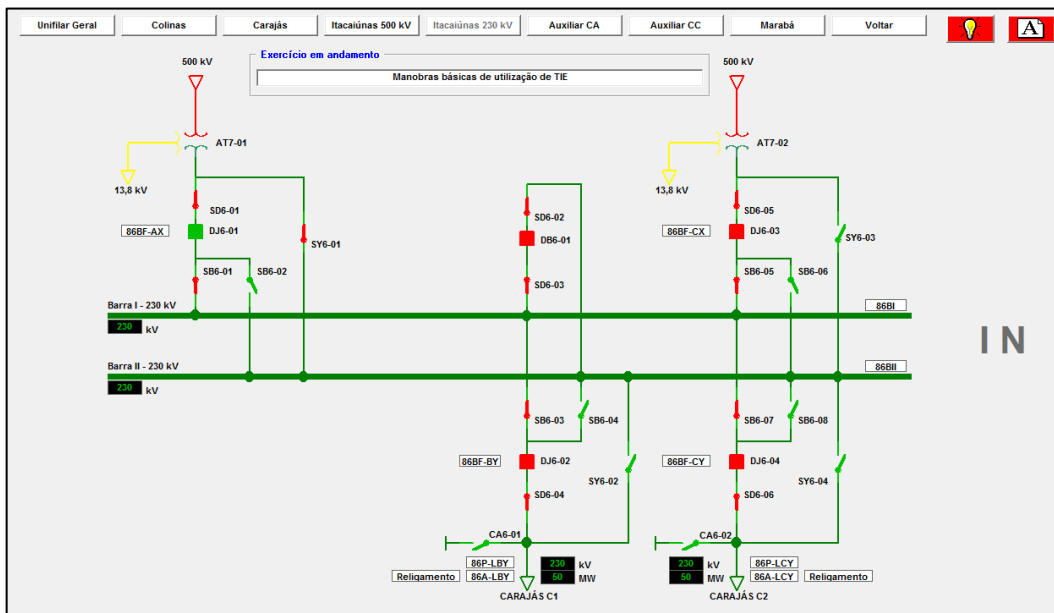
Figura 4.26: Configuração do setor de 230 kV da SE IN após a conclusão das manobras

4.2.4 Observações Finais

Esse exercício pode gerar dúvidas no que diz respeito à abertura de secionadoras energizadas com carga ativa. Isto acontece quando as seletoras de barra estão ambas fechadas. Sabe-se que as secionadoras não podem abrir interrompendo carga. Quando isto ocorre, o arco elétrico existente entre seus contatos é suficiente para derreter a chave. Isto não acontece nessa manobra, pois a secionadora não interrompe carga. Quando está sendo aberta, a corrente que ali fluía passa a seguir um caminho de menor impedância, e circula exclusivamente na outra secionadora seletora de barra que permaneceu fechada.

Outra situação que pode gerar dúvida é o fechamento da secionadora de *by-pass*. Seu fechamento é possível porque a chave não está submetida a diferença de potencial quando se fecha, pois as barras estão interligadas e são o mesmo ponto elétrico.

4.3 Exemplo 3: Desligamento automático da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves-São João do Piauí Circuito 1 com atuação do BF do disjuntor 15D4 (DJ de Meio) da SE SJI.

4.3.1 Contextualização

A LT 500 kV Ribeiro Gonçalves-São João do Piauí Circuito 1 é uma linha de transmissão de 343 km do Agente TAESA, que passa por toda extensão do estado do Piauí, e uma das linhas que compõem a interligação Norte-Nordeste do Brasil. A figura 4.27 mostra o circuito 1 da interligação Norte-Nordeste até a subestação São João do Piauí-PI, e o circuito 2 da interligação do trecho entre SE São João do Piauí e a SE Sobradinho.

A SE Ribeiro Gonçalves (SE RGV) é de propriedade da TAESA, possui equipamentos dos Agentes Acessantes ELETRONORTE e PLENA. Possui um setor de 500 kV (disjuntor e meio) e outro de 230 kV (barra principal e transferência, pertencente e utilizado exclusivamente pela ELETRONORTE).

A SE São João do Piauí (SE SJI) pertence à CHESF e os Agentes Acessantes são a TAESA e a PLENA. Também possui dois setores, um de 500 kV (disjuntor e meio) e outro de 230 kV.

A ocorrência proposta nesse exemplo também envolverá a Subestação de Sobradinho-BA (SE SOB), com arranjo de Disjuntor e Meio e unidades geradoras interligadas ao

barramento por meio de transformadores elevadores. A SE SOB é de propriedade da CHESF, e da LT 500 kV São João do Piauí - Sobradinho Circuito 2 (do Agente TAESA).

A operação de todos os equipamentos apresentados, pertencentes à TAESA, é feita pela OMEGA.
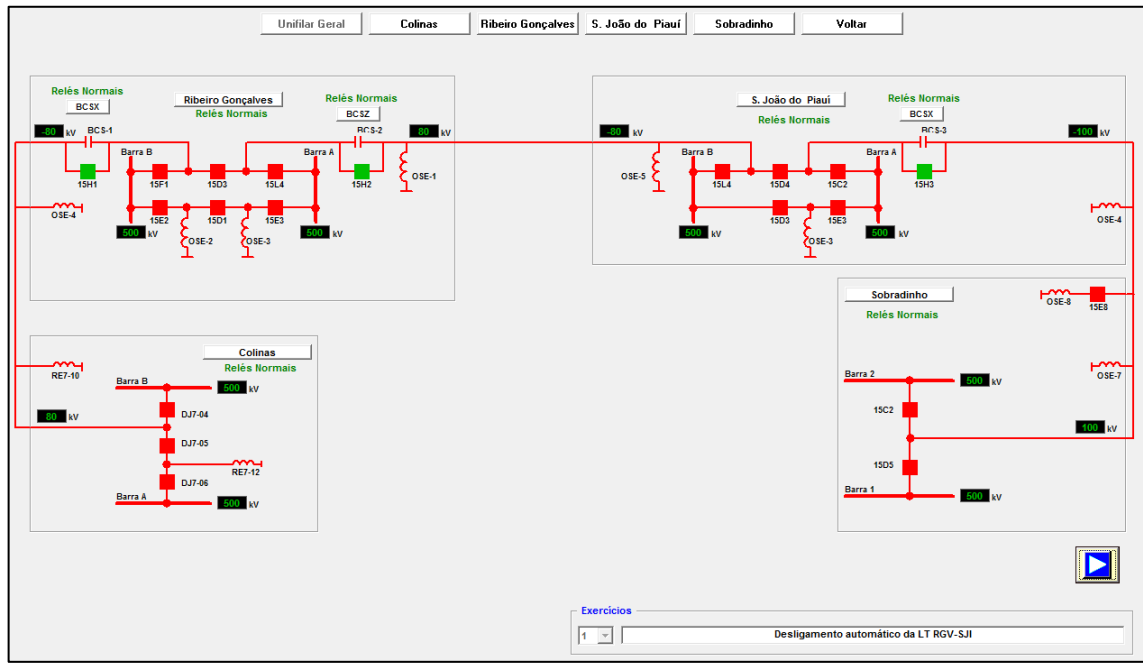
Figura 4.27: Configuração normal das linhas de transmissão e equipamentos pertencentes a interligação Norte-Nordeste, de propriedade da TAESA, operados pela OMEGA

4.3.2 Exercício

Uma contingência simples, representada pelo desligamento automático da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves-São João do Piauí originado por uma falta fase-terra proveniente de uma descarga atmosférica, não acarretaria dificuldades para o trabalho do Operador de Sistema. Nessas situações, o mais provável de acontecer é o religamento automático da LT através do Relé 79.

O cenário apresentado no ambiente do simulador nesse exercício acrescenta outra contingência à anteriormente descrita, complicando as ações a serem executadas pelo Operador. No momento em que há uma falta na referida LT, a proteção envia comando de abertura para os dois disjuntores em cada terminal. A contingência acrescentada é a falha de abertura do disjuntor de meio da SE São João do Piauí (DJ 15D4) e, consequentemente, atuação da proteção 50/62BF.
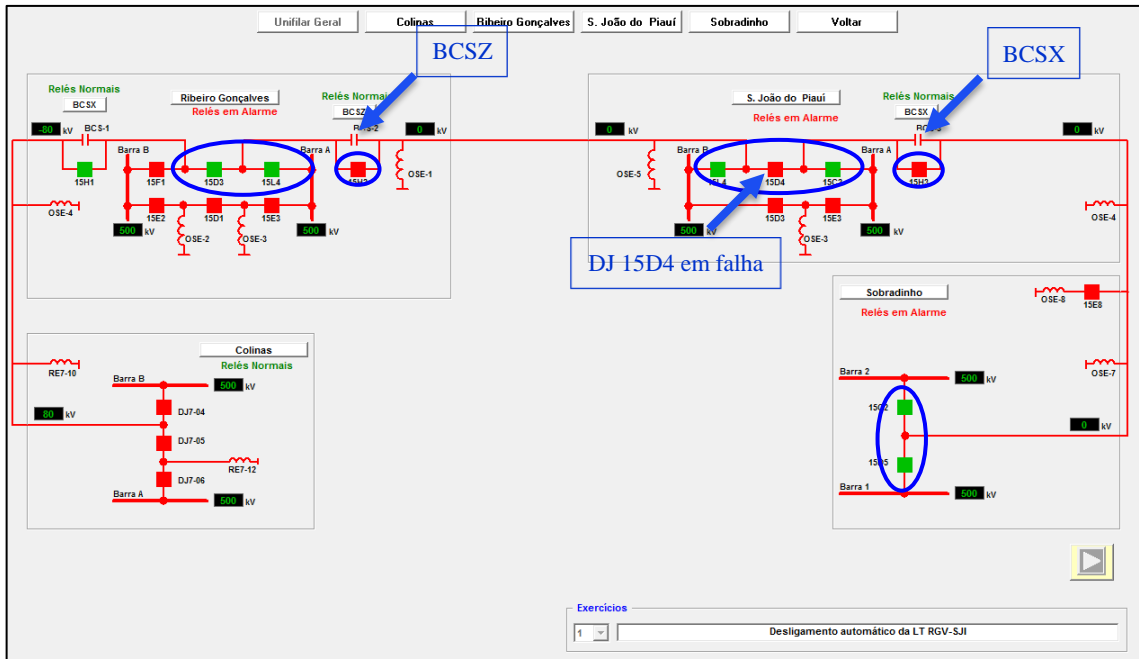
Figura 4.28: Configuração da interligação Norte-Nordeste após ocorrência

4.3.3 Manobras

A primeira atitude tomada pelo Operador é reconhecer os alarmes que atuaram. Estes podem ser visualizados na figura 4.29.

Data e Hora	Estação	Descrição	Mensagem
05/09/2012 11:24:26	SÃO JOÃO DO PIAUÍ	SJI TRIP POR BF DJ 15L4	ATUADO
05/09/2012 11:24:26	SÃO JOÃO DO PIAUÍ	SJI TRIP POR BF DJ 15C2	ATUADO
05/09/2012 11:24:26	SÃO JOÃO DO PIAUÍ	SJI FALHA DE DISJUNTOR 15D4 F.50/62BF	ATUADO
05/09/2012 11:24:26	SÃO JOÃO DO PIAUÍ	SJI BLOQUEIO DO RELIGAMENTO	ATUADO
05/09/2012 11:24:26	RIBEIRO GONÇALVES	RGV PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA F.21 ZONA 2	NORMALIZADO
05/09/2012 11:24:26	SÃO JOÃO DO PIAUÍ	SJI PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA F.21 ZONA 1	ATUADO
05/09/2012 11:24:26	RIBEIRO GONÇALVES	RGV BLOQUEIO DO RELIGAMENTO	ATUADO
05/09/2012 11:24:26	RIBEIRO GONÇALVES	RGV PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA F.21 ZONA 2	PARTIDA
05/09/2012 11:24:26	RIBEIRO GONÇALVES	RELÉ DE BLOQUEIO RGV 86A-LBZ	ATUADO
05/09/2012 11:24:26	SOBRADINHO	RELÉ DE BLOQUEIO SOB 86P-LCZ	ATUADO
05/09/2012 11:24:26	SÃO JOÃO DO PIAUÍ	RELÉ DE BLOQUEIO SJI 86P-LDZ	ATUADO

Figura 4.29: Alarmes atuados após ocorrência

Pela análise dos alarmes atuados e pelas telas do sistema supervisório, o Operador deve ser capaz de identificar a atuação da proteção de distância da LT Ribeiro Gonçalves-São João do Piauí e em seguida a atuação da proteção de falha de abertura do DJ 15D4, disjuntor de meio da SE SJI. A figura 4.29 mostra os efeitos ocasionados por essas atuações.

A consequência da atuação do relé 21 foi o *by-pass* do banco de capacitores série BCSZ associado à LT RGV-SJI.

A consequência da atuação do BF do DJ 15D4 foi o envio de comando de abertura para os disjuntores adjacentes, abrindo as extremidades do vão. Como a LT São João do Piauí-Sobradinho está conectada a esse vão, seus disjuntores no terminal de Sobradinho também recebem comando de abertura, retirando a LT de operação. O banco de capacitores série BCSX associado a essa LT é curto-circuitado automaticamente. Devido à atuação do BF, há também a atuação da proteção de bloqueio das duas LT envolvidas, que impede a manobra nos disjuntores dessas linhas e a atuação do religamento automático.

Após entendimento da ocorrência por parte do Operador, espera-se que o mesmo estabeleça o seguinte raciocínio: para disponibilizar as FT interrompidas é necessário desarmar o bloqueio sobre elas. Para a retirada do bloqueio, primeiro deve-se isolar o disjuntor em falha.

Portanto a primeira ação a ser tomada é informar ao centro de operação regional responsável, o COSR-NE, e solicitar autorização para isolar o disjuntor 15D4 da SE SJI. Depois de recebida a autorização, o Operador deve executar as manobras.
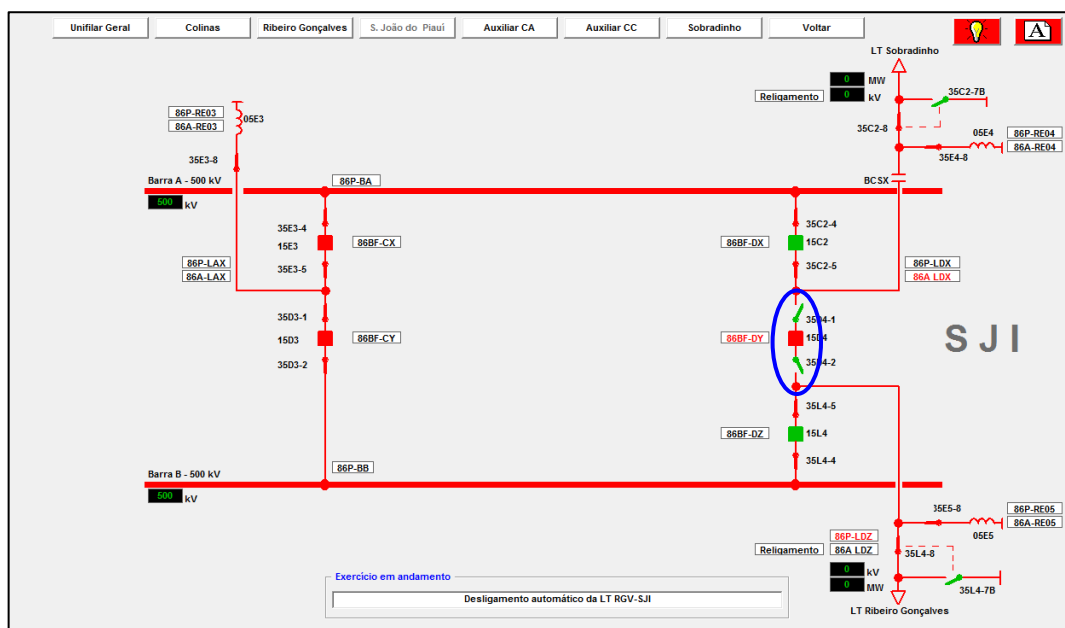
Figura 4.30: Configuração da SE SJI após abertura das chaves 35D4-1 e 35D4-2 que isolam o disjuntor 15D4

Após a confirmação da abertura dos 3 polos das chaves pelo mantenedor, o Operador pode executar o desbloqueio dos equipamentos. Primeiramente executa-se o desbloqueio do disjuntor em falha (figuras 4.31 e 4.32), para depois desarmar os outros bloqueios de linha.
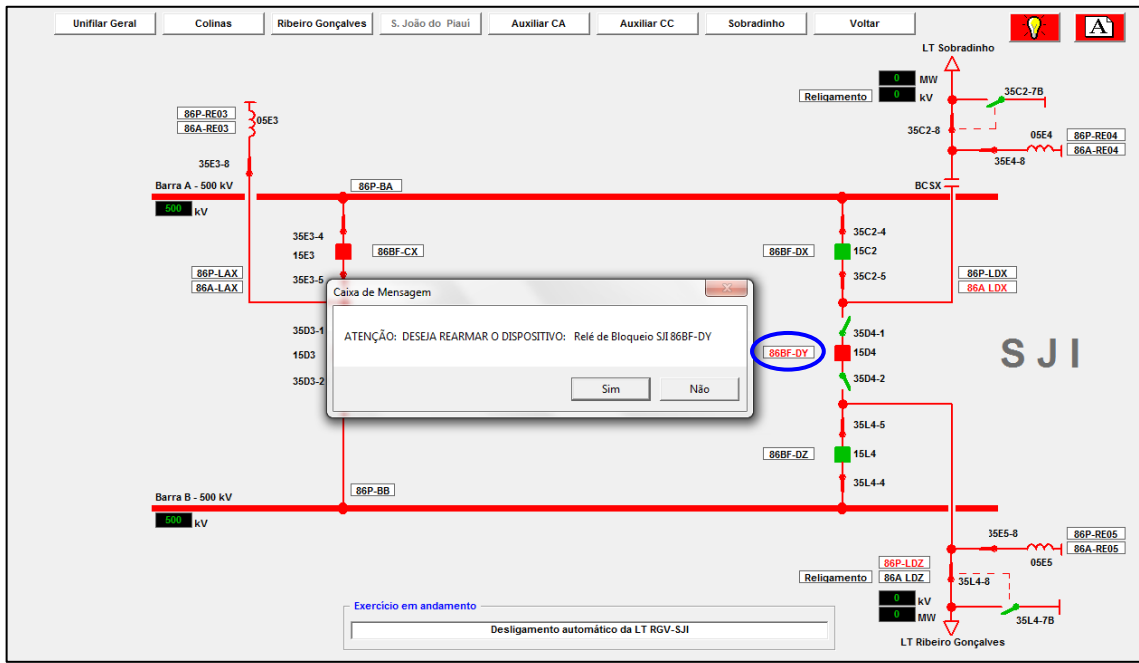
Figura 4.31: *Pop-up* de comando para desarme do bloqueio do disjuntor 15D4
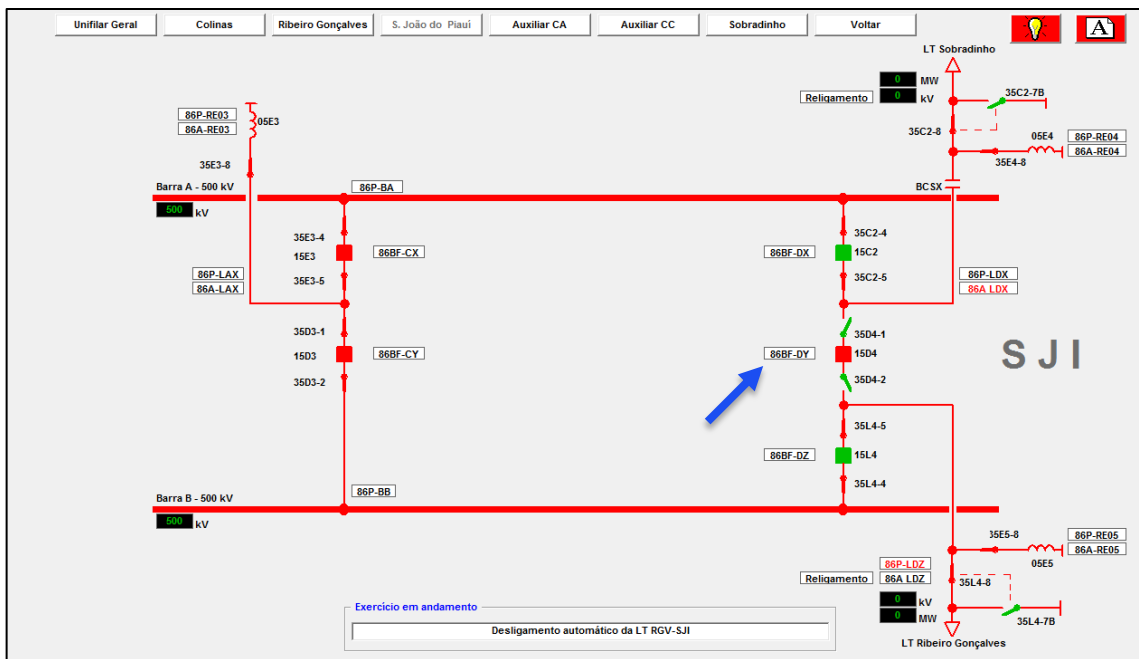
Figura 4.32: Configuração da SE SJI após desarme do bloqueio do disjuntor 15D4

Os relés 86 atuados sobre as LT podem ser desarmados sem ordem pré-definida depois de feito o desbloqueio do disjuntor em falha 15D4. Os desbloqueios de cada linha devem ser efetuados nos seus dois terminais (figuras 4.33, 4.34, 4.35 e 4.36).
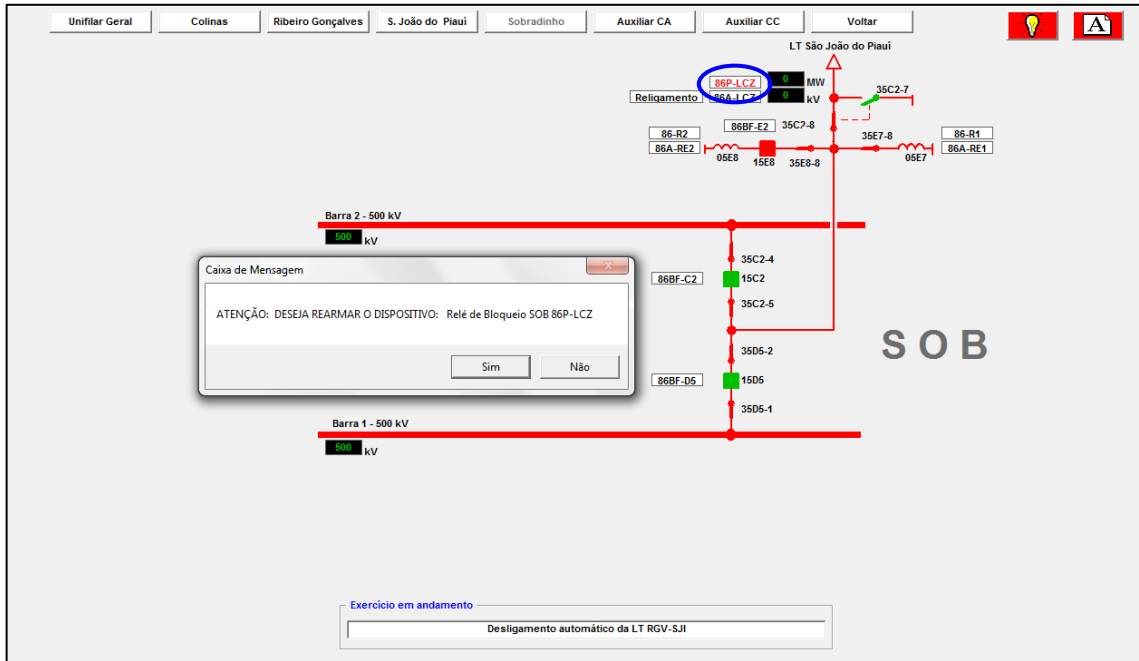
Figura 4.33: ***Pop-up*** **de comando para desarme do bloqueio da LT SJI-SOB no terminal de Sobradinho**
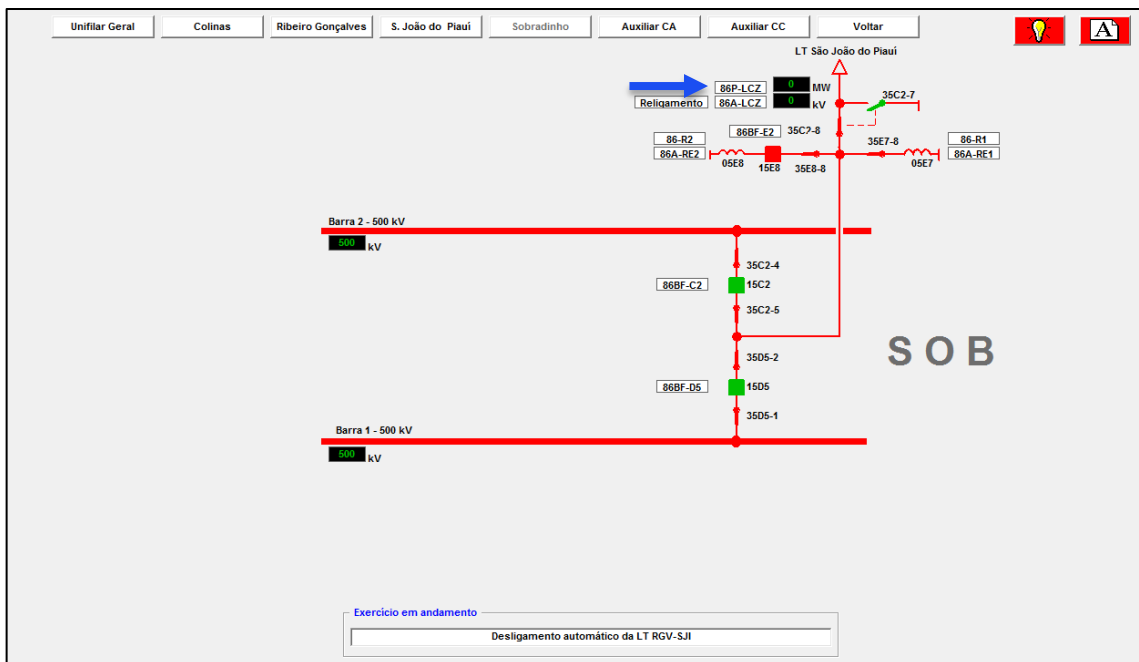
Figura 4.34: Configuração da SE SOB após desarme do bloqueio da LT SJI-SOB
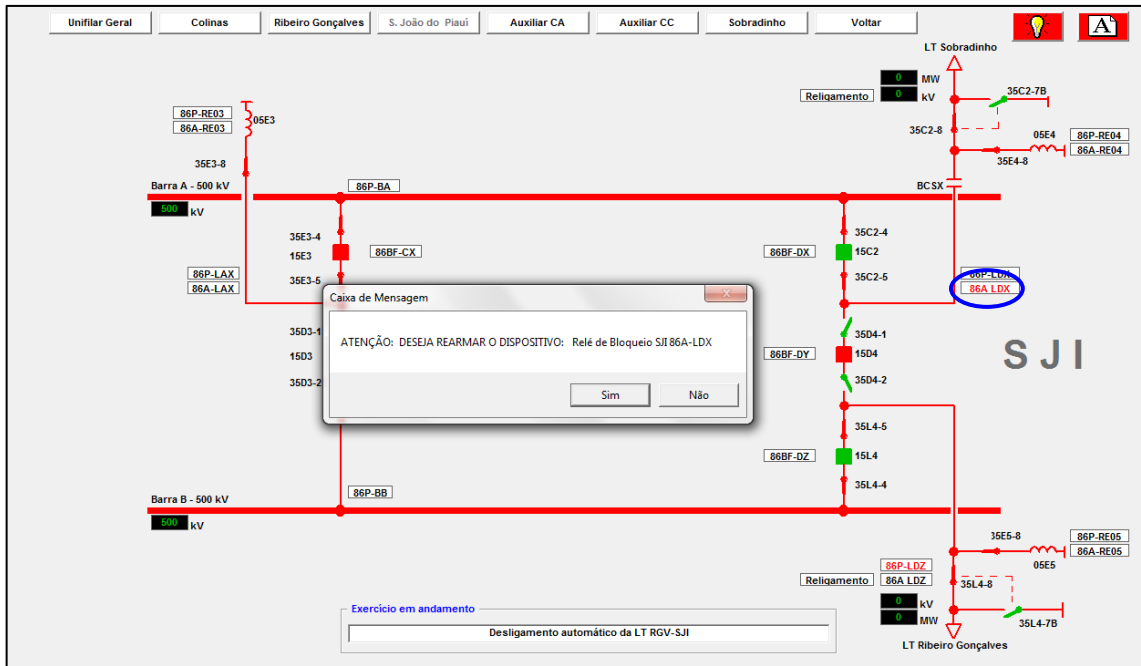
Figura 4.35: ***Pop-up*** **de comando para desarme do bloqueio da LT SJI-SOB no terminal de São João do Piauí**
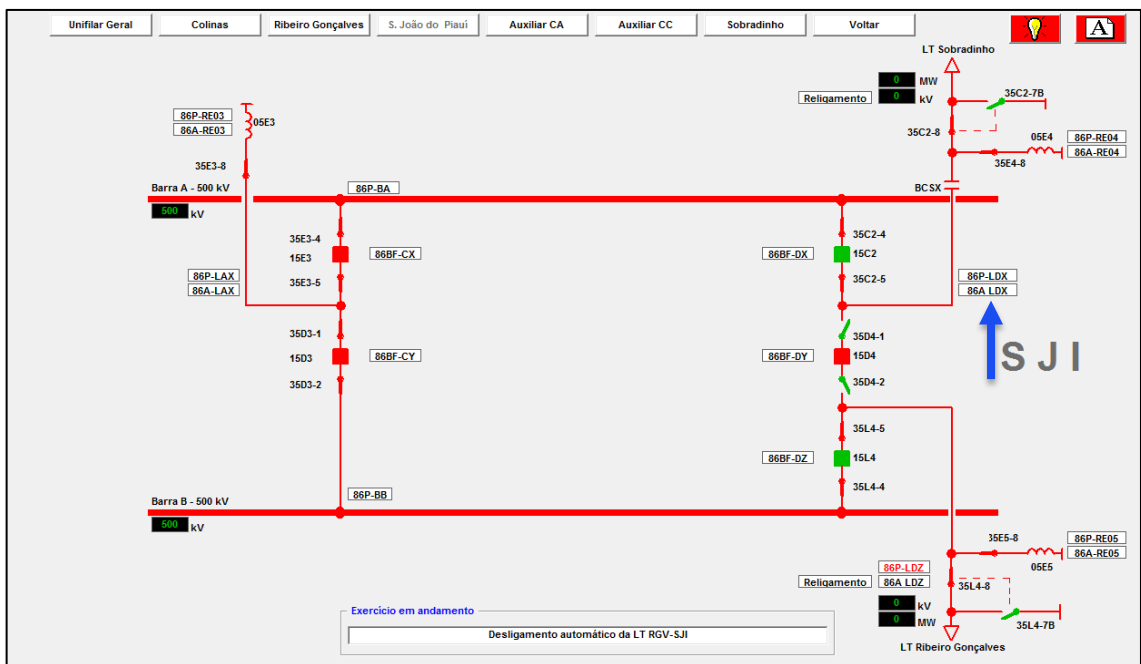
Figura 4.36: Configuração da SE SJI após desarme do bloqueio da LT SJI-SOB

O mesmo é feito para a outra LT que ainda está com seu bloqueio armado, resultando nas configurações apresentadas nas figuras 4.37, 4.38 e 4.39 paras as subestações envolvidas.
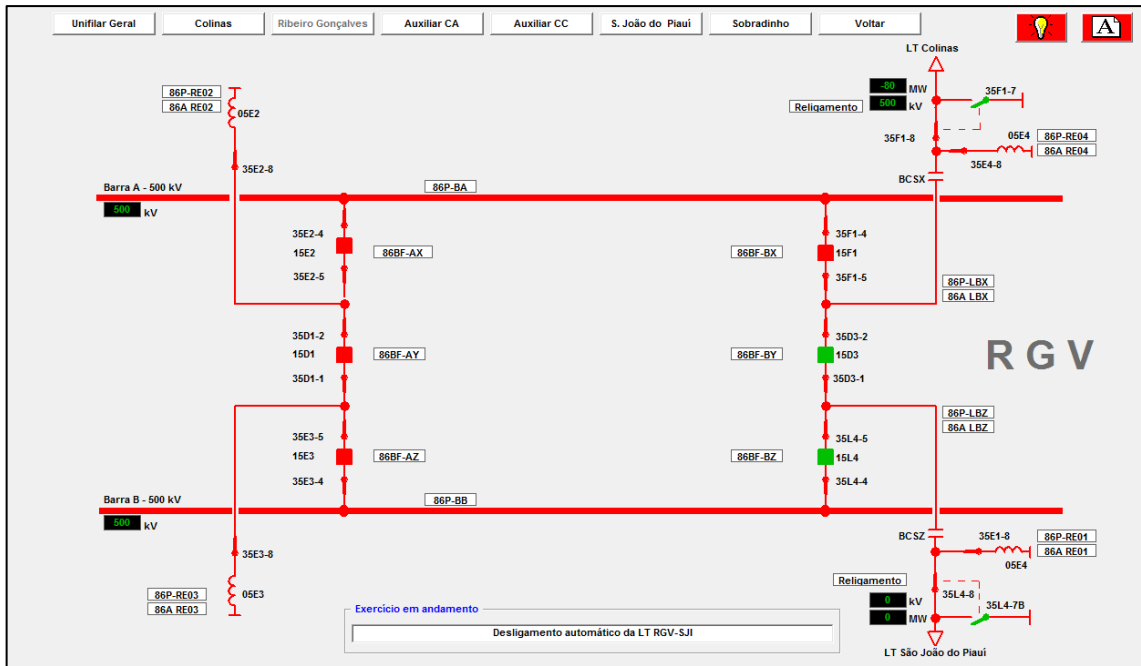
Figura 4.37: Configuração da SE RGV após desarme de todos os bloqueios atuados
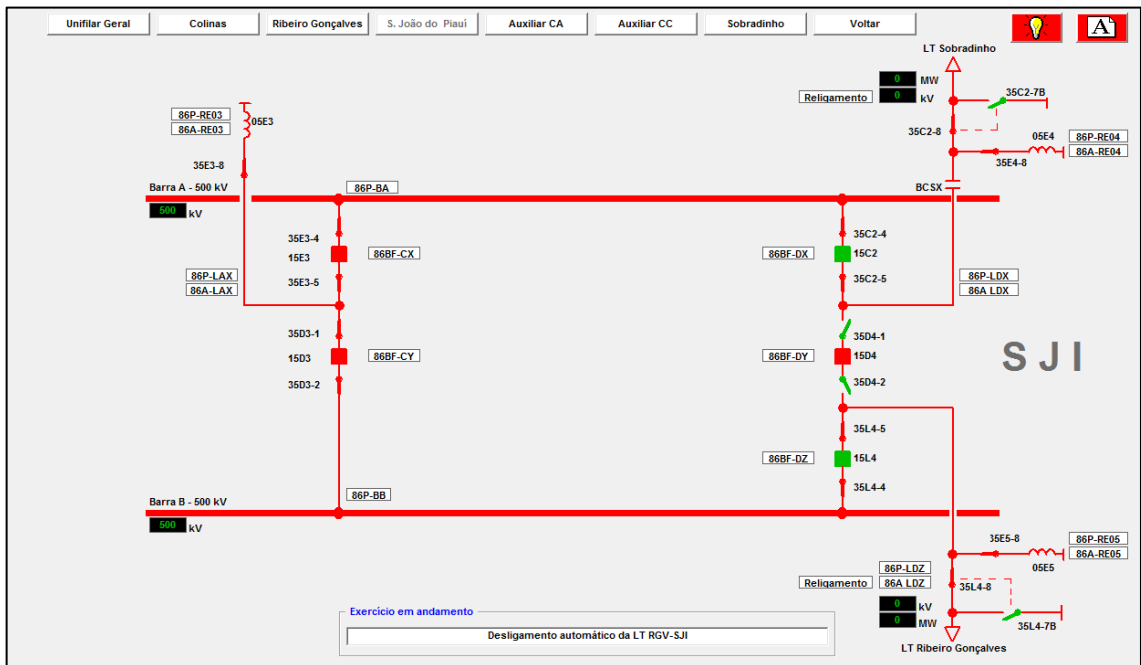
Figura 4.38: Configuração da SE SJI após desarme de todos os bloqueios atuados
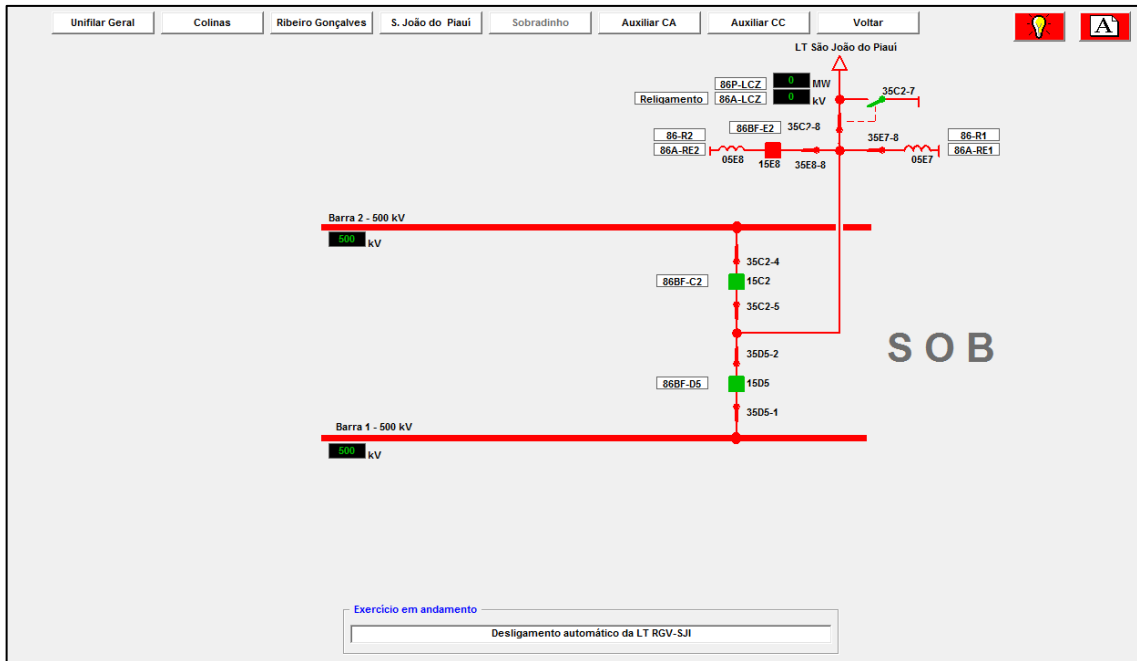
Figura 4.39: Configuração da SE SOB após desarme de todos os bloqueios atuados

A partir de agora o Operador está apto a fazer a disponibilização das FT interrompidas para o COSR-NE (as duas LT e os dois BCS). O COSR-NE por sua vez, solicitará a normalização de uma LT de cada vez (figura 4.40).

Figura 4.40: Disponibilização ao COSR-NE das FT interrompidas por meio de ação verbal

Nesta etapa do exercício, é pedido pelo COSR-NE a normalização da LT SJI-SOB em sentido normal (figuras 4.41, 4.42 e 4.43), que é o sentido preferencial de energização definido no procedimento de normalização da linha, presente no seu manual de operação. Para essa LT o sentido normal é da SE Sobradinho para a SE São João do Piauí.
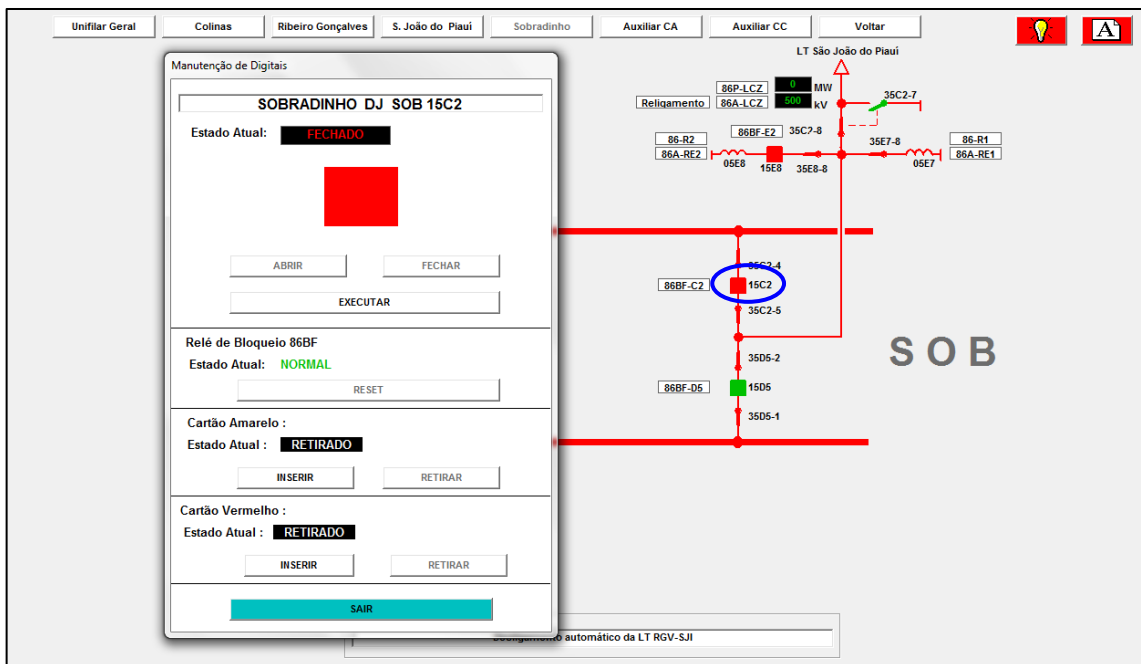
Figura 4.41: Energização da LT SJI-SOB em sentido normal pelo disjuntor 15C2 da SE SOB
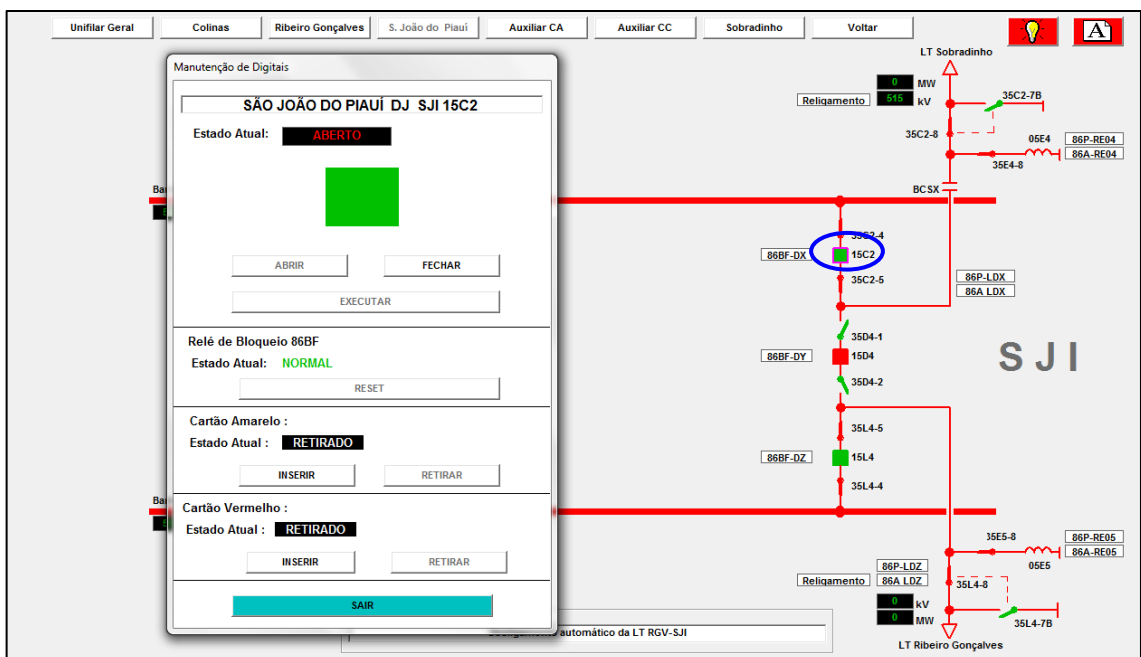
Figura 4.42: Pop-up de comando para fechamento do disjuntor 15C2 da SE SJI afim de ligar a LT SJI-SOB
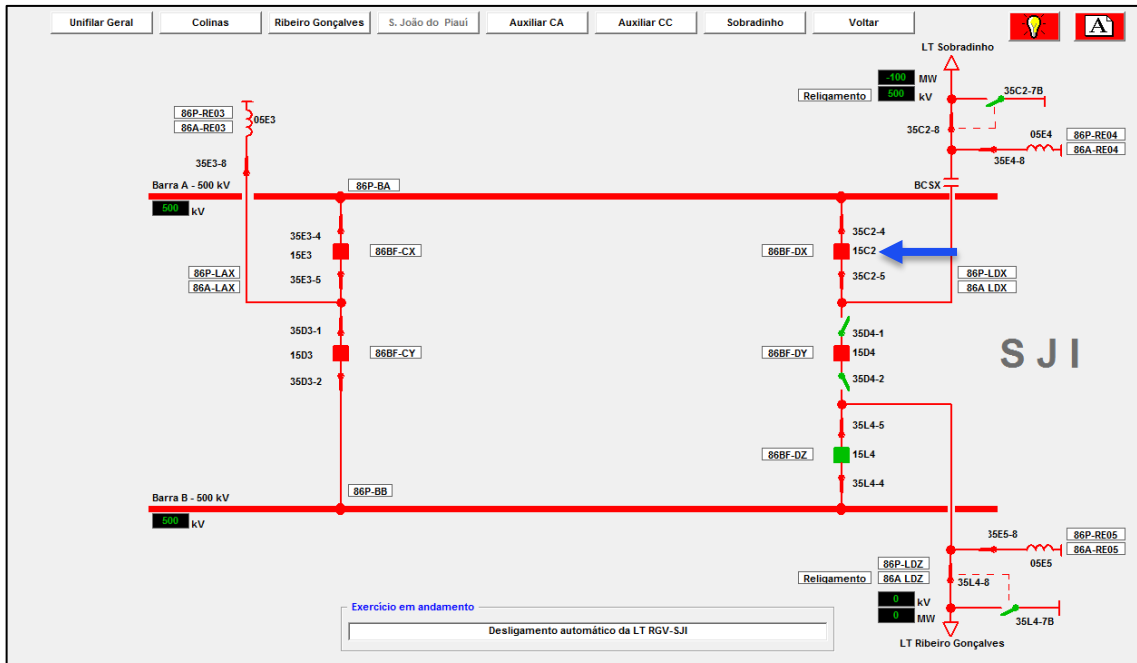
Figura 4.43: Configuração da SE SJI após normalização da LT SJI-SOB

Após sucesso na normalização da LT, deve-se informar o COSR-SE e em seguida solicitar autorização para inserir o banco de capacitores série BCSX dessa linha. Depois de concedida autorização, abre-se o disjuntor de *by-pass* do banco, inserindo-o em série a LT (figuras 4.44 e 4.45).
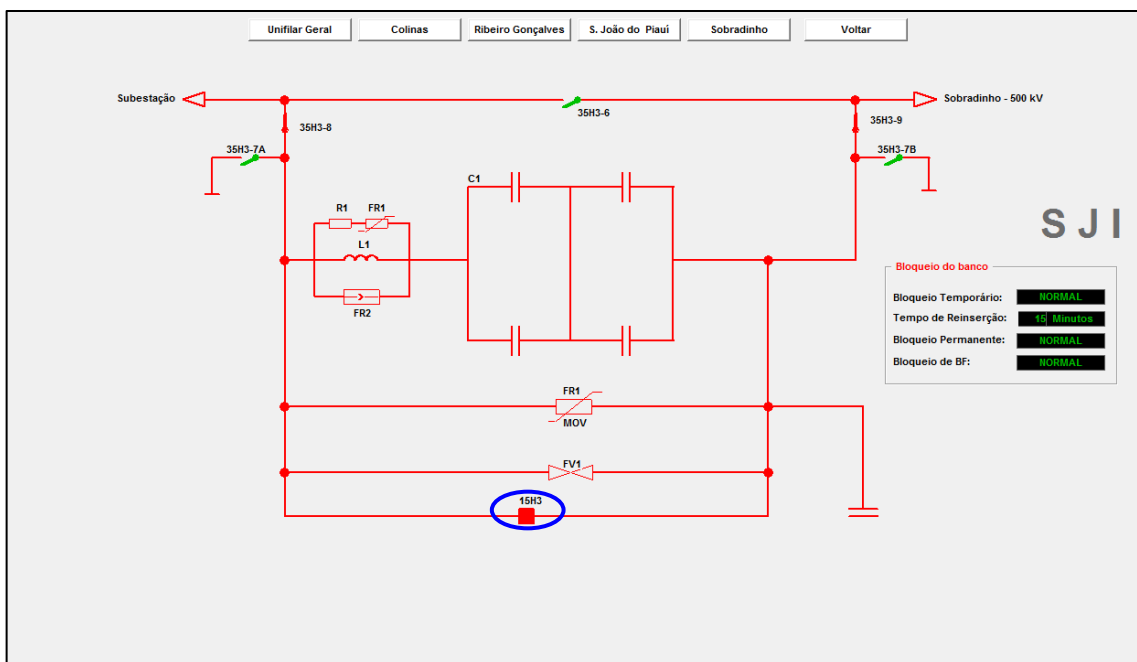
Figura 4.44: Tela de supervisão do BCSX com seu disjuntor de *by-pass* fechado, curto-circuitando o banco
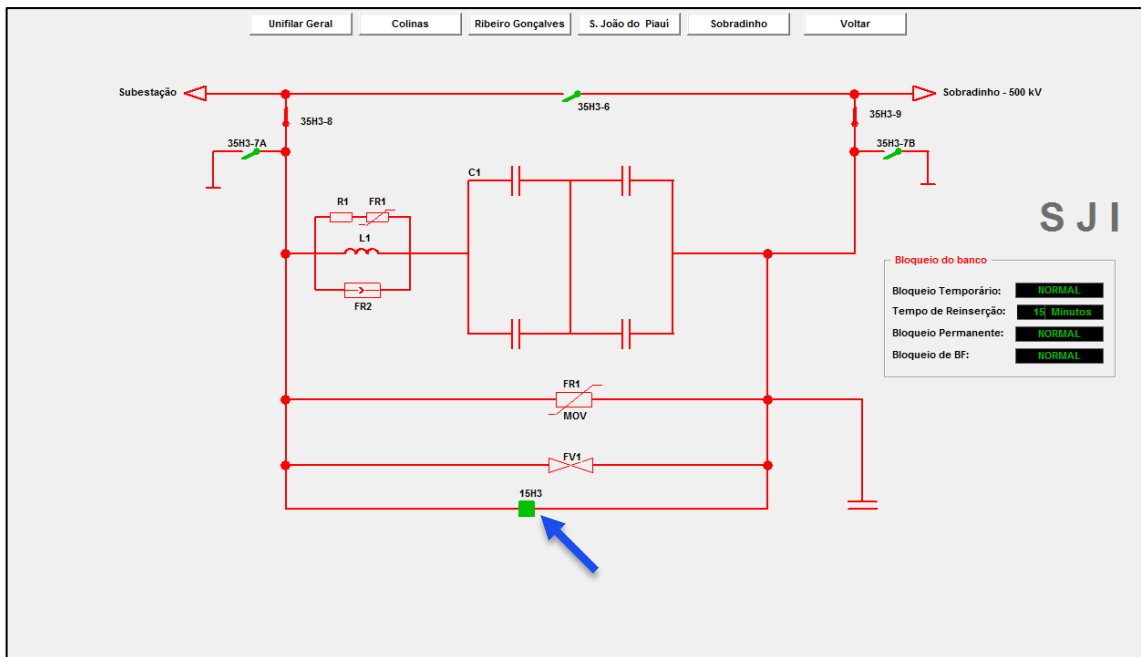
Figura 4.45: Tela de supervisão do BCSX com seu disjuntor de *by-pass* aberto, inserindo o banco em série a LT SJI-SOB

Novamente informa-se o COSR-SE, dessa vez sobre a confirmação da inserção do BCS. Em seguida o COSR-SE solicitará a normalização da LT RGV-SJI em sentido normal (de Ribeiro Gonçalves para São João do Piauí). O Operador deve proceder de forma a fechar os disjuntores responsáveis por energizar e depois ligar a LT, avisar sobre o fechamento deles assim como a normalização da linha, solicitar autorização para inserir o banco de capacitores série BCSZ associado a LT, abrir o disjuntor de *by-pass* do banco após concedida autorização, e mais uma vez informar ao COSR-SE sobre o sucesso nas manobras.

Após esse sequencial de manobras, as subestações apresentarão as configurações mostradas nas figuras 4.46, 4.47, 4.48 e 4.49.
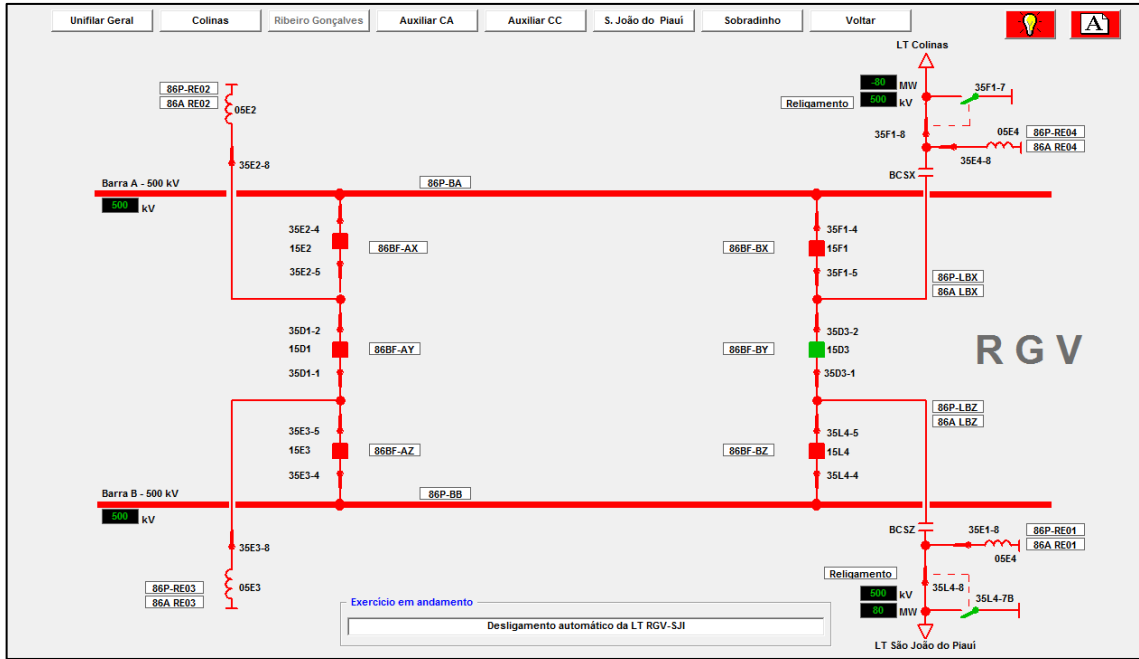
Figura 4.46: Configuração da SE RGV após normalização da LT RGV-SJI
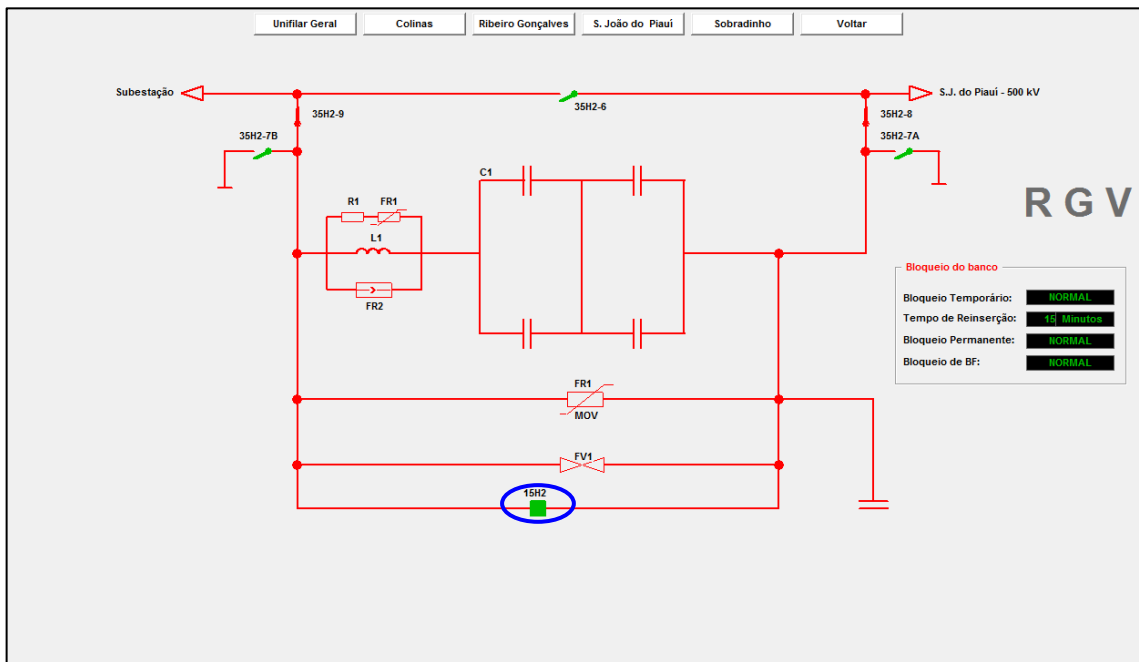
Figura 4.47: Tela de supervisão do BCSZ com seu disjuntor de *by-pass* aberto, inserindo o banco em série a LT RGV-SJI
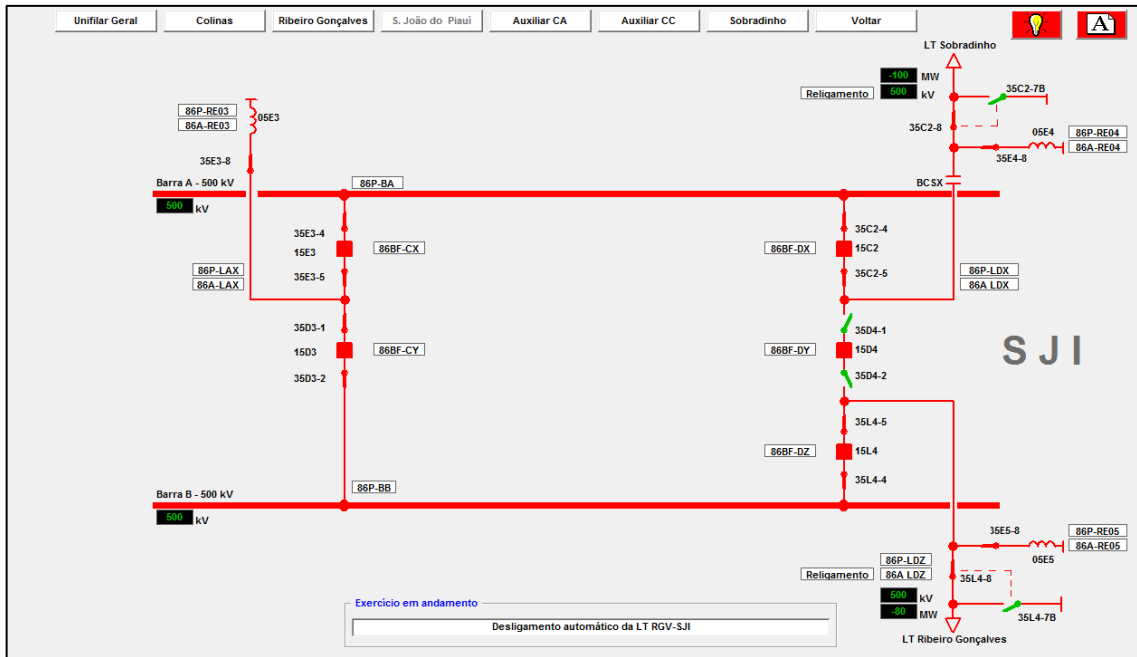
Figura 4.48: Configuração da SE SJI após normalização da LT RGV-SJI
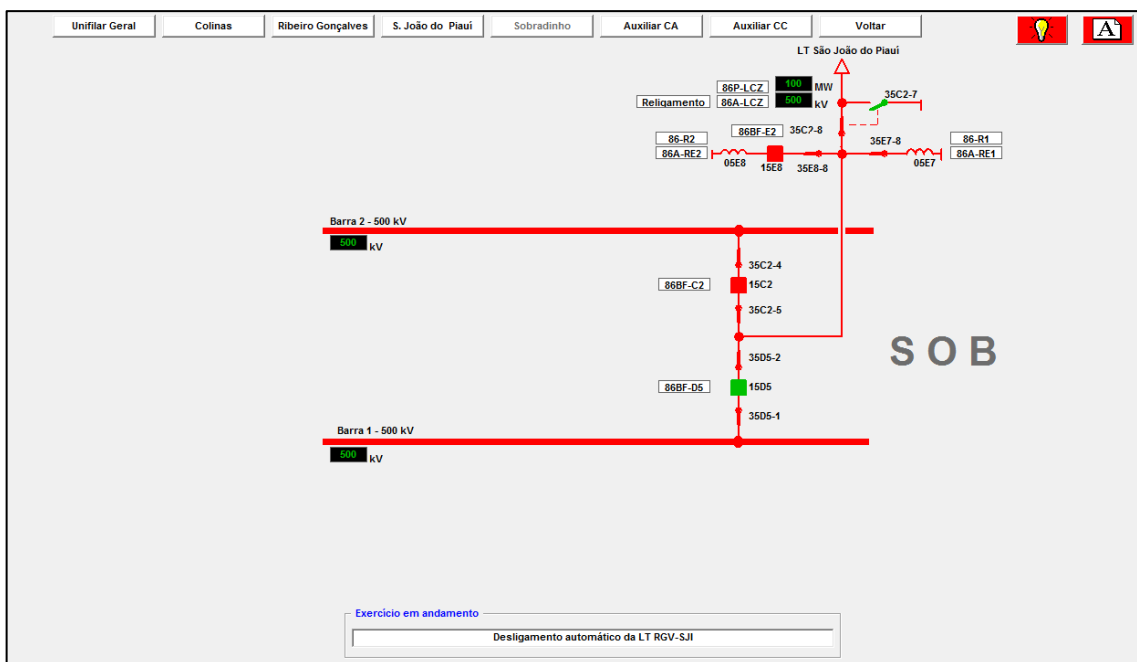
Figura 4.49: Configuração da SE SOB após normalização da LT RGV-SJI

Por fim, o COSR-NE solicitará a complementação dos vãos das subestações de Ribeiro Gonçalves e Sobradinho, de modo a que o sistema fique com a configuração mais próxima do que era antes da ocorrência, encerrando assim o exercício (figura 50).
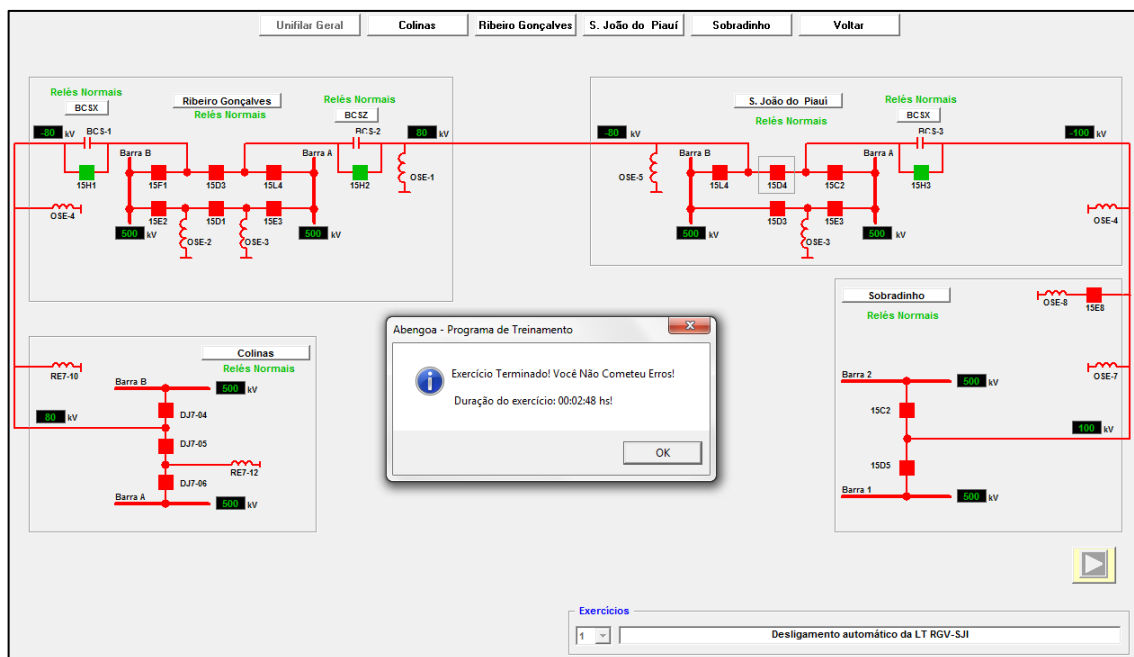
Figura 4.50: Informe de conclusão de exercício

4.3.4 Observações Finais

Este último exercício abrange diversos conceitos dos sistemas de potência que foram apresentados no capítulo 2. É possível observar como o Operador deve lidar com as atuações dos sistemas de proteção, como os equipamentos funcionam e devem ser operados.

É interessante também observar nesta proposição, o comportamento das LT. Quando estão energizadas, ou seja, ligadas em uma ponta, estão submetidas a tensão do barramento em que estão conectadas, porém sem conduzir fluxo de potência. No terminal aberto é possível observar o aumento de tensão devido o efeito *Ferranti*.

O comportamento do fluxo de potência se torna mais complicado de ser observado. A primeira impressão é que há um fluxo de potência de 80 MW no sentido de Colinas para Ribeiro Gonçalves, e que esse fluxo segue de Ribeiro para São João do Piauí. Na continuidade do raciocínio o estranhamento surge, pois cabe o questionamento sobre se o fluxo não deveria estar indo para a SE Sobradinho. Nas telas do sistema de supervisão, observa-se que a potência ativa na LT SJI-SOB está indo no sentido de São João do Piauí, com valor de 100 MW. Portanto, chega na SE SJI um fluxo total de 180 MW e não é possível observar para onde o fluxo total está indo, aparentando uma contradição na Lei dos Nós de Kirchhoff.

O entendimento dessa questão vem da compreensão sobre o conceito de sistema interligado. As telas vistas nesse sistema supervisório (mesmo que simulado) não mostram

todos os equipamentos e instalações dessas subestações. As telas em que o Operador tem acesso correspondem apenas a supervisão que é de sua responsabilidade, ou as que ele necessita para operar os seus próprios equipamentos.

A SE SJI tem mais equipamentos e conexões do que as expostas nas telas do simulador. Não é possível afirmar com precisão para onde vão os fluxos de potência que chegam das subestações vizinhas. Esses fluxos inclusive se somam aos fluxos que chegam de outras LT não supervisionadas como a LT SJI-SOB Circuito 1 da CHESF (a LT SJI-SOB descrita no exercício é o Circuito 2, de propriedade da TAESA) e a LT RGV-SJI Circuito 2 da PLENA (a LT RGV-SJI que aparece no simulador é o Circuito 1, também da TAESA). De fato, a Lei dos Nós de Kirchhoff está sendo seguida pelo sistema. Toda essa potência que está chegando da SE SJI está saindo para outras subestações próximas, como a SE Milagres, SE Eliseu Martins e a SE Picos, por exemplo. A SE SJI ainda possui conexão com a SE Boa Esperança e pode estar enviando ou recebendo potência de lá.

Fica claro que a ferramenta capaz de dizer o sentido dos fluxos de potência não é o sistema supervisório de uma Agente de Transmissão. Isto apenas é possível com a supervisão de toda a região. Portanto, só o ONS é capaz de visualizar esses fluxos.

5 Capítulo 5

Conclusões

Os objetivos do estudo foram alcançados, uma vez que o trabalho evidenciou a realidade de um centro de operação do sistema de potência, assim como as situações que acontecem no cotidiano da operação em tempo real e a relevância das consequências sistêmicas oriundas dessas situações.

Ao longo de todo esse projeto, pôde-se conhecer o cenário que cerca a operação de um sistema de transmissão. Foram apresentados os principais conceitos, informações e processos utilizados pelo Operador de Sistema na execução de sua função, de modo que foi possível compreender, pelos exemplos/exercícios, apresentados com auxilio de um *software* de simulação de ocorrências que sintetizaram os assuntos abordados, as situações encontradas em um centro de operação.

Esse trabalho foi desenvolvido baseado na ideia de que o conhecimento desses fundamentos e processos, por parte de estudantes e profissionais da área, pode ajudá-los a entender a função e a importância da operação. Acredita-se que esse trabalho pode, também, auxiliar os supervisores de operação, responsáveis por treinar e capacitar os Operadores.

Além de contribuir para a capacitação e treinamento de um Operador do Sistema, o projeto agrega valor para outras pessoas que trabalham, direta ou indiretamente, com o SIN como, por exemplo, os projetistas, implementadores e mantenedores de equipamentos e sistemas de proteção, controle e de telecomunicação.

Projetos Futuros

Por se tratar de um tema muito extenso, não foi possível falar sobre alguns conceitos, mais específicos, existentes no ambiente da Operação de Sistemas, tais como Funções Transmissão menos comuns (ao exemplo de compensadores estáticos), especificações em funções de proteção, regras de apuração de PV menos habituais etc. No que diz respeito ao sistema supervisório, cabe a extensão desse projeto um aprofundamento da arquitetura dos sistemas de telecomunicação, que atualmente estão integrados com o sistema de supervisão, controle e proteção.

O projeto auxilia também como texto de apoio a trabalhos que venham a se aprofundar em um dos tópicos presentes como equipamentos, subestação e elementos de proteção.

Outra opção de extensão desse trabalho é ampliar os conteúdos de modo a apresentar e contextualizar a operação executada por um Agente de Geração, explicando as particularidades dos equipamentos envolvidos, suas regras de remuneração etc.

Referências Bibliográficas

[1] ANEEL. Resolução Normativa n° 270 de 26 de Julho de 2007

[2] BORGES, Carmen Lucia Tancredo. *Material Didático da Disciplina de Análise de Sistemas de Potência.* Apostila - UFRJ, 2005.

[3] ______. *Material Didático da Disciplina de Análise de Sistemas de Potência: Centros de Operação de Sistemas de Potência*. Notas de Aula - UFRJ, 2010.

[4] CAMARGO, Luiz Gustavo Barduco Cugler. *O setor elétrico brasileiro e sua normatização contemporânea*. 2005. Monografia (Graduação em Bacharelado em Direito) - Universidade Católica de Santos. Santos.

[5] CASTRO, N. J., Brandão, R. *Os leilões de linhas de transmissão e o Risco Brasil*. GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico, UFRJ. Artigo publicado no IFE n° 1.951 de 18 de dezembro de 2006

[6] FITZGERALD, A. E.; JUNIOR, Charles Kingsley; UMANS, Stephen D.. Máquinas elétricas. 6. ed. Rio de Janeiro: Artmed - Bookman.

[7] REDE GLOBO DE TELEVISÃO. *Produção em usinas hidrelétricas tem desafio de produzir sem agressões ao meio ambiente* - reportagem do Jornal Nacional. 2012. Disponível em: g1.globo.com/jornal-nacional/videos/t/edicoes/v/producao-em-usina-hidreleticas-tem-desafio-de-produzir-sem-agressoes-ao-meio-ambiente/1978019/ - acesso em junho de 2012.

[8] KINDERMAN, Geraldo. Proteção de sistemas elétricos de potência. 2. ed. Florianópolis: Labplan - UFSC, 2005. 1 v.

[9] MAEZONO, Paulo Koiti. *Proteção de Linhas de Transmissão*. 2. ed. Agosto de 2009.

[10] MUZY, Gustavo Luiz Castro de Oliveira. Subestações elétricas. 2012. Projeto Final (Graduação em Engenharia Elétrica) - UFRJ. Rio de Janeiro.

[11] NEMÉSIO SOUSA, Jorge. *Material Didático da Disciplina de Manutenção de Instalações e Equipamentos Elétricos* - UFRJ, 2012.

[12] ______. *Material Didático da Disciplina de Equipamentos Elétricos* - UFRJ, 2012.

[13] NEOENERGIA. *Histórico do Setor Elétrico*. Disponível em: www.neoenergia.com/section/historico-setor-eletrico.asp - acessado em maio de 2012.

[14] ONS. *Procedimentos de rede*. Disponível em: www.ons.org.br. - acessado em maio de 2012.

[15] ______. *O Setor Elétrico*. Disponível em: www.ons.org.br. - acessado em maio de 2012.

[16] ______. *Submódulo 2.6: Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações*. Disponível em: www.ons.org.br - acessado em junho de 2012.

[17] ______. *Submódulo 6.5: Programação de intervenções em instalações da rede de operação*. Disponível em: www.ons.org.br - acessado em junho de 2012.

[18] ______. *Submódulo* 10.*22: Rotina Operacional: Apuração de eventos em instalações do sistema de transmissão - RO-AO.BR.0*.

[19] ______. *Submódulo* 10.*22: Rotina Operacional: Programação de intervenções - RO-EP.BR. 01*.

[20] ______. *Submódulo 11.1: Proteção e controle: visão geral*. Disponível em: www.ons.org.br - acessado em julho de 2012.

[21] ______. *Submódulo 15.6: Apuração dos desligamentos, restrições operativas temporárias, entradas em operação e sobrecargas em instalações da Rede Básica*. Disponível em: www.ons.org.br - acessado em julho de 2012.

[22] ______. *Submódulo 15.12: Apuração mensal das parcelas variáveis referentes à disponibilidade de instalações da Rede Básica*. Disponível em: www.ons.org.br - acessado em julho de 2012.

[23] ______. *Submódulo 20.1: Glossário de termos técnicos*. Disponível em: www.ons.org.br - acessado em julho de 2012.

[24] SAMPAIO, André Lawson Pedral. *Consolidação de material didático para a disciplina de equipamentos elétricos - Disjuntores*. 2012. Projeto Final (Graduação em Engenharia Elétrica) - UFRJ. Rio de Janeiro.

[25] SOARES, Rafael Cesar Medeiros. *Consolidação de material didático para a disciplina de equipamentos elétricos - Chaves*. 2012. Projeto Final (Graduação em Engenharia Elétrica) - UFRJ. Rio de Janeiro.